DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ENTREGA EN YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO CON MEDIO POROSO HOMOGÉNEO MEDIANTE UN MODELO DE POZO

AUTORES:

JOHANN MARCIAL MEDINA ARCINIEGAS

EDGAR JAVIER CELIS SERRANO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2010

DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE ENTREGA EN YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO CON MEDIO POROSO HOMOGÉNEO MEDIANTE UN MODELO DE POZO

JOHANN MARCIAL MEDINA ARCINIEGAS

EDGAR JAVIER CELIS SERRANO

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:

Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR:

Msc. NICOLÁS SANTOS SANTOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2010

Universidad Industrial de Santander
CONSTRUIMOS FUTURO

NOTA DEL PROYECTO DE GRADO

Noviembre 12 de 2010

NOMBRE DE LOS ESTUDIANTES	CODIGO
EDGAR JAVIER CELIS SERRANO	2010921

TITULO DEL PROYECTO:

"DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ENTREGA EN YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO CON MEDIO POROSO HOMOGÉNEO MEDIANTE UN MODELO DE POZO."

Registros No.	FACULTAD	CARRERA
	CIENCIAS FISICO-QUIMICAS	ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS

Calificación (letra y número)	Créditos
CUATRO.CINCO(4.5)	

Nombre del Director	Firma del Director
ING. NICOLAS SANTOS SANTOS	

CALIFICADORES

F	F
N **ING. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**	N **ING. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO**

Universidad Industrial de Santander
CONSTRUIMOS FUTURO

Noviembre 12 de 2010

NOTA DEL PROYECTO DE GRADO

NOMBRE DE LOS ESTUDIANTES	CODIGO
EDGAR JAVIER CELIS SERRANO	2010921

TITULO DEL PROYECTO:

"DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ENTREGA EN YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO CON MEDIO POROSO HOMOGÉNEO MEDIANTE UN MODELO DE POZO."

Registros No.	FACULTAD	CARRERA
	CIENCIAS FISICO-QUIMICAS	ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS

Calificación (letra y número)	Créditos
APROBADO	

Nombre del Director	Firma del Director
ING. NICOLAS SANTOS SANTOS	

CALIFICADORES

F	F
N **ING. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**	N **ING. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO**

Universidad Industrial de Santander
CONSTRUIMOS FUTURO

NOTA DEL PROYECTO DE GRADO

Noviembre 12 de 2010

NOMBRE DE LOS ESTUDIANTES	CODIGO
JOHANN MARCIAL MEDINA ARCINIEGAS	2022753

TITULO DEL PROYECTO:

"DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ENTREGA EN YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO CON MEDIO POROSO HOMOGÉNEO MEDIANTE UN MODELO DE POZO."

Registros No.	FACULTAD	CARRERA
	CIENCIAS FISICO-QUIMICAS	ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS

Calificación (letra y número)	Créditos
CUATRO.CINCO(4.5)	

Nombre del Director	Firma del Director
ING. NICOLAS SANTOS SANTOS	

CALIFICADORES

F	F
N **ING. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**	N **ING. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO**

Universidad Industrial de Santander
CONSTRUIMOS FUTURO

Noviembre 12 de 2010

NOTA DEL PROYECTO DE GRADO

NOMBRE DE LOS ESTUDIANTES	CODIGO
JOHANN MARCIAL MEDINA ARCINIEGAS	2022753

TITULO DEL PROYECTO:

"DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ENTREGA EN YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO CON MEDIO POROSO HOMOGÉNEO MEDIANTE UN MODELO DE POZO."

Registros No.	FACULTAD	CARRERA
	CIENCIAS FISICO-QUIMICAS	ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS

Calificación (letra y número)	Créditos
APROBADO	

Nombre del Director	Firma del Director
ING. NICOLAS SANTOS SANTOS	

CALIFICADORES

F	F
N **ING. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**	N **ING. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO**

ENTREGA DE TRABAJOS DE GRADO, TRABAJOS DE INVESTIGACION O TESIS Y AUTORIZACIÓN DE SU USO A FAVOR DE LA UIS

Yo **EDGAR JAVIER CELIS SERRANO,** mayor de edad, vecino de Bucaramanga, identificado con la Cédula de Ciudadanía No. 91516169 de Bucaramanga, actuando en nombre propio, en mi calidad de autor del trabajo de grado, del trabajo de investigación, o de la tesis denominada(o):

"DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ENTREGA EN YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO CON MEDIO POROSO HOMOGÉNEO MEDIANTE UN MODELO DE POZO", hago entrega del ejemplar respectivo y de sus anexos de ser el caso, en formato digital o electrónico (CD o DVD) y autorizo a LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, para que en los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia, utilice y use en todas sus formas, los derechos patrimoniales de reproducción, comunicación pública, transformación y distribución (alquiler, préstamo público e importación) que me corresponden como creador de la obra objeto del presente documento. PARÁGRAFO: La presente autorización se hace extensiva no sólo a las facultades y derechos de uso sobre la obra en formato o soporte material, sino también para formato virtual, electrónico, digital, óptico, uso en red, Internet, extranet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer.

EL AUTOR –ESTUDIANTE, manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y la realizó sin violar o usurpar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es de su exclusiva autoría y detenta la titularidad sobre la misma. PARÁGRAFO: En caso de presentarse cualquier reclamación o acción por parte de un tercero en cuanto a los derechos de autor sobre la obra en cuestión, EL AUTOR /, asumirá toda la responsabilidad, y saldrá en defensa de los derechos aquí autorizados; para todos los efectos la Universidad actúa como un tercero de buena fe.

Para constancia se firma el presente documento en dos (02) ejemplares del mismo valor y tenor, en Bucaramanga , a los dieciséis (16) días del mes de Noviembre de Dos Mil Diez (2010).

EL AUTOR / ESTUDIANTE:

EDGAR JAVIER CELIS SERRANO

ENTREGA DE TRABAJOS DE GRADO, TRABAJOS DE INVESTIGACION O TESIS Y AUTORIZACIÓN DE SU USO A FAVOR DE LA UIS

Yo **JOHANN MARCIAL MEDINA ARCINIEGAS**, mayor de edad, vecino de Bucaramanga, identificado con la Cédula de Ciudadanía No. 91.538.700 de Bucaramanga, actuando en nombre propio, en mi calidad de autor del trabajo de grado, del trabajo de investigación, o de la tesis denominada(o):

"DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ENTREGA EN YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO CON MEDIO POROSO HOMOGÉNEO MEDIANTE UN MODELO DE POZO", hago entrega del ejemplar respectivo y de sus anexos de ser el caso, en formato digital o electrónico (CD o DVD) y autorizo a LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, para que en los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia, utilice y use en todas sus formas, los derechos patrimoniales de reproducción, comunicación pública, transformación y distribución (alquiler, préstamo público e importación) que me corresponden como creador de la obra objeto del presente documento. PARÁGRAFO: La presente autorización se hace extensiva no sólo a las facultades y derechos de uso sobre la obra en formato o soporte material, sino también para formato virtual, electrónico, digital, óptico, uso en red, Internet, extranet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer.

EL AUTOR –ESTUDIANTE, manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y la realizó sin violar o usurpar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es de su exclusiva autoría y detenta la titularidad sobre la misma. PARÁGRAFO: En caso de presentarse cualquier reclamación o acción por parte de un tercero en cuanto a los derechos de autor sobre la obra en cuestión, EL AUTOR / ESTUDIANTE, asumirá toda la responsabilidad, y saldrá en defensa de los derechos aquí autorizados; para todos los efectos la Universidad actúa como un tercero de buena fe.

Para constancia se firma el presente documento en dos (02) ejemplares del mismo valor y tenor, en Bucaramanga, a los dieciséis (16) días del mes de Noviembre de Dos Mil Diez (2010).

EL AUTOR / ESTUDIANTE:

JOHANN MARCIAL MEDINA ARCINIEGAS

DEDICATORIA

A Dios por darme vida y la fuerza necesaria para salir adelante aportando un granito de arena en este maravilloso mundo del cual cada día aprendo más.

A mis padres Irma Arciniegas y Marcian Medina por estar conmigo en todo momento y por la lucha constante para formarme como hombre de bien y convertirme en un profesional.

A mi novia Paulina Mantilla por el apoyo y acompañamiento en los momentos más difíciles, por ayudarme a superar problemas en la vida y por la fuerza que me impulso durante el desarrollo del trabajo.

A mis hermanos Jiselle, Julie, Oswaldo y Jeannie, por compartir los momentos más felices de mi vida y por conformar una familia que se quiere y que sale adelante día a día.

A mis amigos Ervin y Carlos por la amistad y confianza que siempre me brindaron y por estar en todas mis tristezas y alegrías, triunfos y derrotas.

JOHANN MARCIAL MEDINA ARCINIEGAS

DEDICATORIA

A mis padres Dioselina Serrano y Sabas Celis por todo lo que me han dado.

A mis hermanos Erwin y Mayela por la compañía.

A todos los compañeros de la universidad y de la vida por lo que me enseñaron.

A los poetas del pueblo por recordarme que: "Cualquier noche puede salir el sol"

EDGAR JAVIER CELIS SERRANO

AGRADECIMIENTOS

A la Ingeniera Olga patricia Ortiz, y al Ingeniero Samuel Muños por los aportes y concejos que llevaron a la culminación exitosa de este trabajo de grado.

Al Ingeniero Nicolás Santos por el apoyo y motivación para el desarrollo del trabajo de grado.

Al ingeniero Nelson Santamaría por su aporte al desarrollo de la programación.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION 19

1 **CONCEPTOS BASICOS SOBRE POZOS** 21

1.1 Flujo del yacimiento al pozo 21

2 **CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DEL ACEITE NEGRO (BLACK OIL)** 22

3 **FUNDAMENTOS DE LAS ECUACIONES DE FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIO POROSO** 25

3.1 Productividad de pozos 31

3.1.1 Índice de productividad 31

3.2 Comportamiento de afluencia 35

3.3 Geometría de flujo radial. 35

3.3.1 Geometría de flujo radial para aceite negro 37

3.4 Comportamiento en pozos de aceite subsaturado 38

3.5 Determinación de la tasa de producción a tiempo futuro 38

1.7.1 Declinación transitoria 39

1.7.2 Declinación pseudoestable 44

4 **MODELO DE POZO** 48

4.1 Historia de los modelos de pozo 48

4.2 Modelo Básico de Peaceman 51

4.3 Modelo de Holmes 64

5 **APLICACIÓN DEL MODELO** 67

5.1 Modelo de Peaceman 67

5.2 Calculo del comportamiento de pozo 71

3.2.1 Calculo del comportamiento de pozo futuro 73

3.3 Calculo de la declinación de la tasa de producción a futuro 73
3.4 Diagrama de flujo del modelo de pozo 78
6 **RESULTADOS OBTENIDOS POR EL MODELO DE POZO** 84
6.1 Ejemplos de modelo de pozo aplicados a la herramienta elaborada 84
6.2 Comparación de resultados del modelo elaborado con la herramienta 96
6.3 SCHEDULE para el mismo ejemplo 97
CONCLUSIONES 103
RECOMENDACIONES 104
BIBLIOGRAFÍA 105
ANEXOS 107

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. Diagrama de fases para el aceite negro 23

FIGURA 2. Relación presión-volumen para los diferentes tipos de fluidos 26

FIGURA 3. Muestra una comparación esquemática de la declinación de la presión como una función del tiempo, para los tres regímenes de flujo 28

FIGURA 4. Geometrías de flujo 29

FIGURA 5. Grafica del índice de producción 33

FIGURA 6. Comportamiento de la producción con el tiempo 34

FIGURA 7. Sistema de flujo radial 36

FIGURA 8. Presión de fondo fluyente y tasa de producción 39

FIGURA 9. Solución para presión constante. Declinación transitoria 42

FIGURA 10. Solución para un yacimiento infinito en función de presión y tiempo adimensional 43

FIGURA 11. Solución analítica a presión constante, en estado pseudo-Estacionario 47

FIGURA 12. Malla 10x10 para un esquema repetido de cinco puntos 53

FIGURA 13. Solución numérica del radio equivalente 54

FIGURA 14. Flujo radial alrededor de un pozo en una malla cuadrada 55

FIGURA 15. Malla rectangular con pozo ubicado en la celda cero 60

FIGURA 16. Efecto de la relación de aspecto en el radio equivalente 62

FIGURA 17. Proyección de la trayectoria de un pozo en los ejes de Coordenadas 64

FIGURA 18. Radio equivalente de un pozo centrado para un bloque Rectangular 68

FIGURA 19. Modelo de pozo multibloque 69

FIGURA 20. Comportamiento de afluencia del pozo 72
FIGURA 21. Solución para presión constante. Declinación transitoria 75
FIGURA 22. Modelo de pozo del ejemplo aplicado a la herramienta en Matlab 75
FIGURA 23. Declinación de la producción en periodo de transición para el ejemplo Aplicado 86
FIGURA 24. Declinación de la producción en periodo de pseudoestable para el ejemplo aplicado 87
FIGURA 25. Petróleo producido para el ejemplo aplicado 87
FIGURA 26. Factor de recobro para el ejemplo aplicado 88
FIGURA 27. Comportamiento del pozo (IPR) para el ejemplo aplicado 88
FIGURA 28. Comportamiento a futuro del pozo para el ejemplo aplicado 89
FIGURA 29. Sensibilización de la tasa de producción al disminuir la presión de fondo del pozo para el ejemplo aplicado 89
FIGURA 30: Sensibilización del comportamiento de pozo al disminuir la presión de fondo para el ejemplo aplicado 90
FIGURA 31: Sensibilización del comportamiento de pozo al disminuir la presión del bloque para el ejemplo aplicado 90
FIGURA 32: Modelo de pozo al ejemplo aplicado en la herramienta de Matlab para Multibloque 92
FIGURA 33: Tasa de producción multibloque para el ejemplo aplicado 93
FIGURA 34: Tasa de producción por bloque en barras para el ejemplo aplicado 94
FIGURA 35: Petróleo producido por bloque para el ejemplo aplicado 94
FIGURA 36: Factor de recobro por bloque para el ejemplo aplicado 95
FIGURA 37: Comportamiento del pozo por bloque para el ejemplo aplicado 95
FIGURA 38: Configuración del pozo vertical utilizado para la evaluación de la metodología desarrollada 98
FIGURA 39: Tasa de producción obtenida por la herramienta SCHEDULE 99
FIGURA 40: Tasa de producción del modelo propuesto obtenido por la herramienta en Matlab 99
FIGURA 41: Petróleo acumulado obtenida por la herramienta SCHEDULE 100

FIGURA 42: Tasa de producción del modelo propuesto obtenido por la herramienta en Matlab 100
FIGURA 43: Factor de Recobro obtenido por la herramienta SCHEDULE 101
FIGURA 44: Factor de Recobro del modelo propuesto obtenido por la herramienta en Matlab 101

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. Comparación entre las propiedades del aceite negro y el aceite de Caño Limón 24
TABLA 2. Solución numérica del radio equivalente 58
TABLA 3. Datos de modelado de pozo en un solo bloque 84
TABLA 4. Resultados obtenidos para el modelo de un solo bloque 85
TABLA 5. Resultados de la literatura para el modelo de un solo bloque 86
TABLA 6. Resultados de la literatura para el modelo de un solo bloque 91
TABLA 7. Resultados obtenidos para el modelo de pozo multibloque 91
TABLA 8. Resultados de la literatura para el modelo de pozo multibloque 93
TABLA 9. Datos del yacimiento para el modelo de simulación 97

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: Scrib de la programación 107

ANEXO B: Manual de usuario para el manejo del software de modelo de pozo en yacimientos de aceite negro con medio poroso homogéneo 113

RESUMEN

TÍTULO: **DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ENTREGA EN YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO CON MEDIO POROSO HOMOGÉNEO MEDIANTE UN MODELO DE POZO.**

AUTORES: **JOHANN MARCIAL MEDINA ARCINIEGAS**

EDGAR JAVIER CELIS SERRANO

PALABRAS CLAVES: MODELO, POZO, COMPORTAMIENTO, AFLUENCIA, IPR, PRODUCCIÓN

En la literatura existen diversos modelos de pozo propuestos , algunos de los cuales han sido desarrollados en los últimos años debido a la necesidad de modelar de forma mas detallada las estructuras complejas de los pozos que se construyen hoy en día. Sin embargo, el presente trabajo solo considera el modelo de Donald Peaceman (1978-1983) quien desarrollo un modelo de pozo que ha tenido gran aceptación por los simuladores comerciales implementados en la industria. Peaceman estableció una relación entre la presión del pozo y la presión de la celda en coordenadas de flujo radiales.

El modelo incluye la determinación de la producción a un tiempo futuro con el método analítico de Fetkovich (1980) que usa curvas tipo con las que se establece a una presión de fondo fluyente constante en el pozo, la declinación de la producción del mismo, para los dos periodos de flujo ya sea en transición o pseudoestacionario. El concepto de IP, fue desarrollado por Vogel (1978) como un indicador o parámetro clave en la determinación de la capacidad de producción de un pozo. Vogel y Fetkovich (1973) establecieron una relación entre la presión actual y la tasa máxima para el comportamiento a futuro del pozo.

El modelo propuesto toma en cuenta las investigaciones realizadas y son validadas con ejemplos propuestos en la literatura, por medio de la herramienta software Matlab.

---

*Trabajo de Grado

*Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Msc. Nicolás Santos Santos.

ABSTRACT

TITLE: **DETERMINATION OF CAPACITY OF DELIVERY IN BLACK OIL FIELDS WITH HOMOGENEOUS POROUS MEDIUM WITH A MODEL WELL.**

AUTORS: **JOHANN MARCIAL MEDINA ARCINIEGAS**

EDGAR JAVIER CELIS SERRANO

KEYWORDS: Model, Well, Influx, Index Production Relationships, Well-production

In the literature there are various models proposed well, some of which have been developed in recent years due to the need for a more detailed model the complex structures of the wells that are built today. However, this study only considers the model of Donald Peaceman (1978.1983) who developed a model of well that has been widely accepted in the commercial simulators implemented by the industry. Peaceman established a relationship between wellbore pressure and the pressure of the cell in radial coordinates.

The model includes the determination of production at a future time with the analytical method Fetkovich (1980) using type curves with those obtained at a constant flowing bottomhole pressure in the well, the decline of its production to the two flow periods either in transition or pseudoestacionary. The concept of I.P, was developed by Vogel (1978) as an indicator or key parameter in determining the production capacity of a well. Vogel and Fetkovich (1973) established a relationship between the current pressure and the maximum rate for the future behavior of the well.

The proposed model takes into account current research and is validated with examples given in the literature, using Matlab software tool.

---

*Project Grade

*Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineer School .Directors: Msc. Nicolas Santos Santos

INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente la simulación a escala de pozo (Single Well Model) se asocia con problemas de conificación de aguas y determinación del daño a la formación pero no se debe descartar la posibilidad de aplicarlo en otras actividades como la determinación del aporte del yacimiento a la producción de un pozo.

Cuando se simula el comportamiento de un pozo en un yacimiento, es necesario tener en cuenta que las dimensiones areales para dicho pozo deben ser diferentes a las dimensiones de la celda en el yacimiento, ya que son mayores en gran proporción, por lo cual los resultados obtenidos por un simulador deberán estimar algunos parámetros de mayor caracterización para que dichos resultados cotejen con los obtenidos en campo. Por lo anterior, es necesario idealizar un modelo de pozo, teniendo en cuenta una discretización de parámetros más detallada pertenecientes a la celda estudio, en la cual se encuentra ubicado el pozo a modelar, teniendo en cuenta el tipo de fluido, que para el caso estudio aceite negro, y el medio en el cual se desarrolla el fenómeno, como lo es medio poroso homogéneo.

El modelo de pozo fue implementado mediante una herramienta en Matlab en la cual se establece el modelo de Peaceman para pozos verticales y tiene la opción para un pozo ubicado en un solo bloque completamente penetrado o varios bloques, donde se aplican conceptos básicos para el cálculo de la declinación de la producción mediante curvas tipo, ya sea de flujo en transición o en estado pseudoestacionario. La aplicación del software determina el comportamiento del pozo mediante el concepto de índice de productividad en yacimientos subsaturados y Vogel en yacimientos saturados. Para el cálculo de comportamiento futuro del pozo se estableció el concepto de IPR futura desarrollado por Fetkovich y Vogel[11].

[6] **ORDOÑEZ B. ANY C**. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

La validación de la herramienta es llevada a cabo por diferentes ejercicios desarrollados en la literatura en los cuales se elaboran graficas del comportamiento y producción del pozo para el caso de un solo bloque y multibloque y la comparación del modelo de pozo propuesto con la herramienta Schedule del simulador Eclipse[6].

Se debe tener en cuenta que el modelo implementado tiene limitantes, ya que las investigaciones realizadas por Peaceman suponen flujo laminar, medio poroso homogéneo, pozo vertical aislado, flujo en estado estable o pseudoestable y mallado rectangular uniforme. Teniendo en cuenta dichas limitantes, los resultado se semejan mas a la realidad.

[11] www.modelaje-de-pozos.blogspot.com/2009/05/simulacion-numerica-de-yacimientos_140.html

[6] **ORDOÑEZ B. ANY C**. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

1 CONCEPTOS BASICOS SOBRE POZOS

1.1 FLUJO DEL YACIMIENTO AL POZO

Uno de los componentes más importantes de un sistema integral de producción es el yacimiento. En esta área de flujo la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10% a 30 % del total (Beggs, 1991). En consecuencia, el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento hasta el fondo del pozo, es decir, la presión del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo (Py -Pwf).La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de los parámetros tales como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos contenidos en la roca, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje[10].

En ingeniería de petróleos se utiliza con mucha frecuencia la Ley de Darcy para describir el comportamiento de flujo en el yacimiento, la cual fue establecida por Henry Darcy (1856) a partir de diversos experimentos.

En términos generales, se puede decir que cuando los valores de k alrededor de 50 mD, los pozos productores serán de medios a buenos; cuando las permeabilidades en los pozos son mayores de 250 mD, estos serán buenos. Sin embargo, estas generalizaciones no se cumplen del todo[10]. Cada pozo, en forma individual, presentará una permeabilidad absoluta que será función de factores tales como la presencia de una alta fracción de agua, elevadas relaciones de gas- aceite y/o problemas de arenamiento (Nind, 1964).

[10] www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

La Ley de Darcy, sólo es válida bajo las siguientes consideraciones:

•Medio homogéneo e isotrópico.

•Medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante.

•Temperatura constante.

•Flujo laminar.

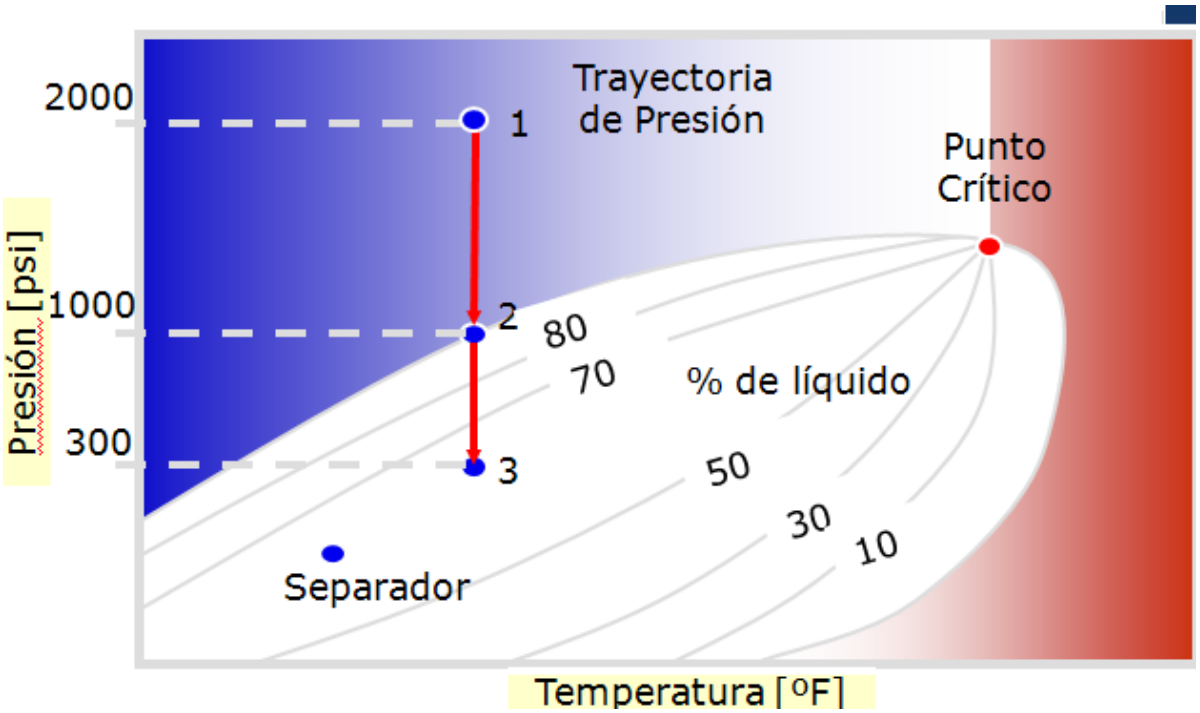
1.2 CARACTERISTICAS IMPORTANTES DEL FLUIDO

Aceite Negro (Black Oil)

En este yacimiento los fluidos están en una fase denominada líquida ya que la temperatura a la que se presentan es menor que la crítica. Además debido a las condiciones de la acumulación, la presión inicial sobrepasa a la saturación, correspondiente a la temperatura del yacimiento. Al explotar éste yacimiento la temperatura permanecerá constante, no así la presión que declinará hasta alcanzar la presión de burbuja, punto en el cual se inicia la liberación de gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbujas[11]. Esta liberación de gas, combinada con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la saturación de gas hasta que se abandone el yacimiento. Hay que hacer notar que en este tipo de yacimientos al alcanzarse, la presión de saturación, empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiará el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes[11].

[11].www.modelaje-de-pozos.blogspot.com/2009/05/simulacion-numerica-de-yacimientos_140.html

FIGURA 1.Diagrama de fases para el aceite negro



FUENTE: www.modelaje-deyacimientos.blogspot.com/2008/02/simulacion-numerica-de-yacimientos_7211.html

El yacimiento de aceite negro se caracteriza por:

- Es un aceite de bajo encogimiento, la temperatura de yacimiento es menor a la crítica en el diagrama de fases donde el punto crítico se encuentra a la derecha de la cricondenbara.
- Si la presión del yacimiento es mayor a la presión de burbuja, el yacimiento se encuentra bajosaturado o subsaturado y su comportamiento es como el de una sola fase (liquida), pero si la presión de burbuja supera la presión del yacimiento, entonces es saturado y su comportamiento es bifásico (gas y liquido)[13].

[13].www.modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/simulacion-numerica-de-yacimientos_7211.html

- Las líneas de calidad se encuentra muy pegadas a la línea del punto de rocío.
- Se compone de grandes cantidades de pesados en la mezcla original con altas densidades.
- Su relación gas aceite (GOR) es menor a 200.

Es el crudo existente en Caño Limón y es el que tiene mayor fracción de hidrocarburos pesados (C_7+).

El gas que se desprende del *Black Oil* es gas seco, debido a las moléculas livianas que se liberan. Este gas no se condensa[12].

El *Black Oil* tiene un gran valor económico.

TABLA 1. Comparación entre las propiedades del aceite negro y el aceite de Caño Limon.

BLACK OIL	
GOR	< 1,75 PC/STB
API	< 40
Bo	< 2 BL/STB
HC Pesados	> 20%
Colores	Muy oscuros, Negro y Marron

BLACK OIL- Caño Limon	
GOR	12-20 PC/STB
API	29,5
Bo	1,075 BL/STB
HC Pesados	+ 30%
Colores	Marron y Negro

FUENTE: www.modelaje-de-pozos.blogspot.com/2009/06/simulacion-numerica-de-yacimientos_18.html

El gas seco, liberado por el crudo tiene una alta concentración de hidrocarburos livianos[13].

12. www.modelaje-de-pozos.blogspot.com/2009/06/simulacion-numerica-de-yacimientos_18.html
13. www.modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/simulacion-numerica-de-yacimientos_7211.html

1.3 RESUMEN FUNDAMENTOS DE LAS ECUACIONES DE FLUJO DE FLUIDOS

Las ecuaciones de flujo de fluidos que son usadas para describir el comportamiento de flujo en un yacimiento pueden tomar diferentes formas, dependiendo de la combinación de las características que se presentan a continuación[6]:

a) Tipo de fluidos en el yacimiento según su compresibilidad;

Fluidos incompresibles: Aquellos cuyo volumen (o densidad) no varía con la presión.

$$c_f = 0$$

.

Fluidos ligeramente compresibles*:* Aquellos que exhiben un ligero cambio en su volumen (o densidad) con los cambios de presión.

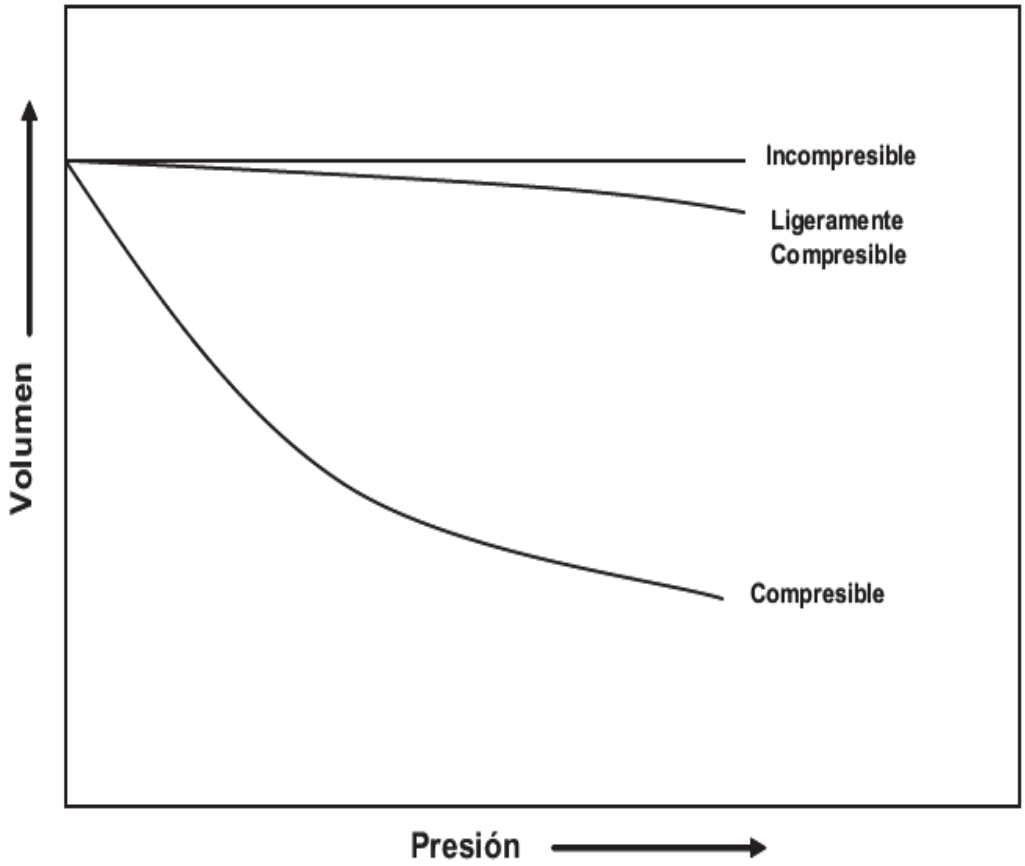
$$c_f = 10^{-6} - 10^{-5}\, psi^{-1}$$

Fluidos compresibles*:* aquellos que experimentan grandes cambios de volumen (o densidad) con respecto a los cambios de presión.

$$c_f > 10^{-4}\, psi^{-1}$$

[6] ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

FIGURA 2: Relación presión-volumen para los diferentes tipos de fluidos



FUENTE: Tarek Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing, Houston, Texas, 2000.

b) Regímenes de flujo;

Existen básicamente tres tipos de regímenes de flujo que deben ser tomados en cuenta para describir el comportamiento de flujo de fluidos y la distribución de presión en el yacimiento como una función del tiempo. Estos tres regímenes de flujo comprenden[6]:

Flujo en estado estable: ocurre cuando la presión en cualquier lugar del yacimiento permanece constante, es decir, la presión no cambia con el tiempo

[6] ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_r = 0$$

Ecuación 1.1

Flujo en estado semi-estable*:* este régimen de flujo ocurre cuando a diferentes localizaciones del yacimiento, la presión declina en forma lineal con respecto al tiempo. Matemáticamente, esta condición establece que la razón de cambio de la presión con respecto al tiempo en cada localización es constante.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_r = constante$$

Ecuación 1.2

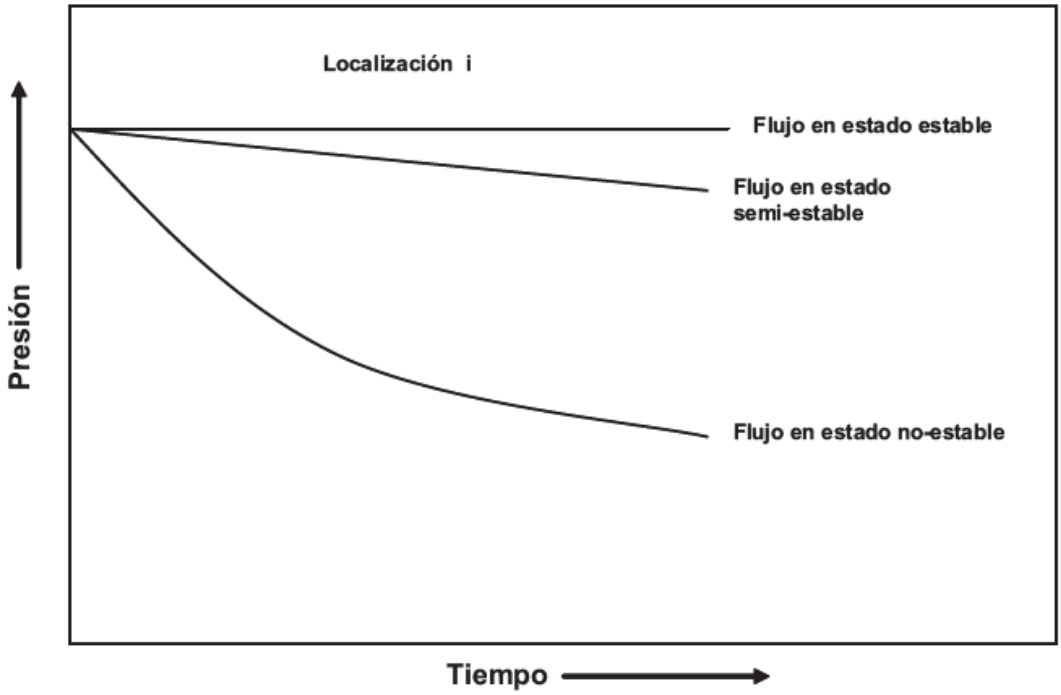
Este tipo de régimen de flujo también se conoce como flujo en estado pseudoestable o flujo en estado cuasi-estable.

Flujo en estado no-estable: comúnmente llamado flujo transiente, éste régimen de flujo se define como la condición de flujo de fluido para el cual la razón de cambio de la presión con respecto al tiempo en cualquier lugar del yacimiento es esencialmente una función de la posición r y el tiempo t.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_r = f(r, t)$$

Ecuación 1.3

FIGURA 3. Muestra una comparación esquemática de la declinación de la presión como una función del tiempo, para los tres regímenes de flujo.



FUENTE: Tarek Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing, Houston, Texas, 2000.

c) Geometría de flujo;

La geometría de flujo de los fluidos en el yacimiento puede ser representada mediante una de las siguientes geometrías[6]:

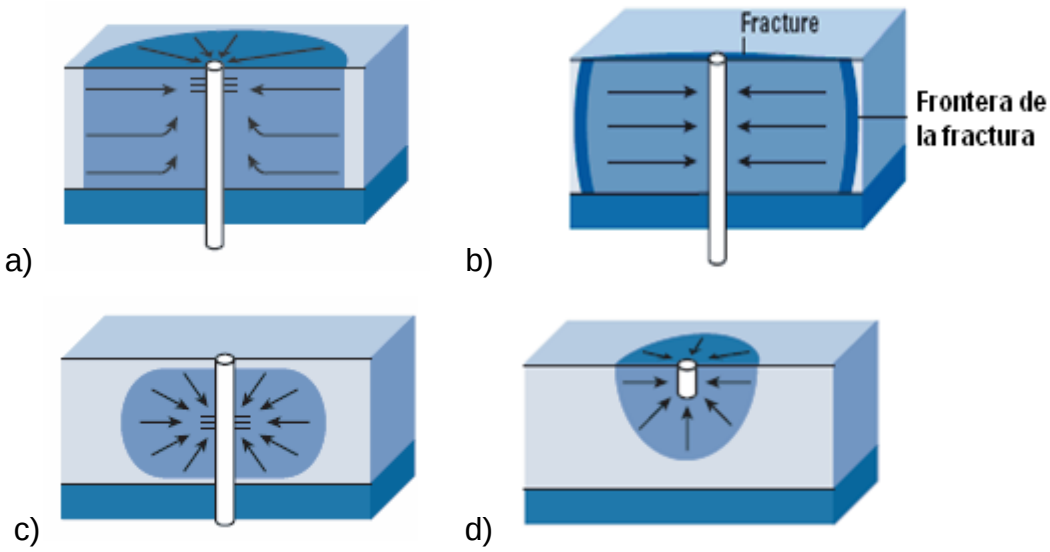
Flujo radial: Este tipo de geometría de flujo es utilizado para caracterizar el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo, el cual ocurre principalmente a través de la matriz de la roca. El flujo radial está caracterizado por líneas de flujo que convergen en un mismo cilindro circular.

6. ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

Flujo lineal: Ocurre cuando las líneas de flujo son paralelas y el flujo de fluidos es en una sola dirección. Este tipo de geometría de flujo es común en yacimientos fracturados.

Flujo esférico y hemisférico: Puede ocurrir en las cercanías del pozo dependiendo del tipo de completamiento y está caracterizado por líneas de flujo que convergen en un mismo punto. Cuando un pozo tiene un intervalo perforado limitado se puede presentar flujo esférico en la vecindad de las perforaciones, mientras que si el pozo penetra parcialmente la zona productora, se puede presentar flujo hemisférico.

FIGURA 4. Geometrías de flujo. (a)Radial (b)Lineal (c)Esférico (d)Hemisférico



FUENTE: Schlumberger. Well test interpretation. Interpretation Review, 2002.

d) Numero de fluidos fluyendo en el yacimiento;

Hay generalmente tres casos de sistemas fluyentes:

Flujo monofásico: Sistemas de petróleo, agua o gas.

Flujo bifásico: Sistemas petróleo-agua, petróleo-gas o gas-agua.

Flujo trifásico o multifàsico: Sistemas de petróleo, agua y gas.

Ecuación fundamental de flujo de fluidos

Ley de la conservación de la masa (ecuación de continuidad):

$masa\ que\ entra - masa\ que\ sale = acumulacion + (fuente\ /\ sumidero)$

$$\nabla * \rho u = \left(\frac{\partial \rho u_x}{\partial x} + \frac{\partial \rho u_y}{\partial y} + \frac{\partial \rho u_z}{\partial z}\right)$$

Ecuación 1.4

$$-\nabla * \rho u = \frac{\partial}{\partial t}(\rho \phi) + q$$

Ecuación 1.5

El termino q en las ecuaciones anteriores es positivo en caso de existir una fuente (pozo productor) y negativo en caso de un sumidero (pozo inyector).

Ley de darcy: Ley fundamental del movimiento de fluidos en medio poroso

$$u = -\frac{k}{\mu}\nabla \mathrm{P}$$

Ecuación 1.6

DERIVACION DE LAS ECUACIONES FUNDAMENTALES

$$\nabla * \left(\frac{k_{rp}}{B_p \mu_p} k \nabla \mathrm{P}\right) = \frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_p}{B_p}\right) + q_p^w$$

Ecuación 1.7

1.4 PRODUCTIVIDAD DE POZOS

Al analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar el sistema de producción en su conjunto. Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de sus fluidos contenidos. La variación de las propiedades de sus fluidos contenidos en el yacimiento puede afectar significativamente la productividad de los pozos. Por ejemplo, si un pozo produce un aceite con alta viscosidad, esto provoca que su movilidad disminuya y sólo aumentando la temperatura en las vecindades del pozo (combustión in-situ) puede facilitarse su recuperación[10].

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial, el cual se define como el gasto máximo que aportaría el pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones ideales. Ahora bien, si un pozo no produce en la forma esperada, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado. Invariablemente, los problemas asociados a una baja productividad del pozo están relacionados, tanto a la formación productora como a los fluidos contenidos en ésta. Es decir, si la formación productora presenta valores promedio bajos de permeabilidad, de porosidad, de presión en el yacimiento, o bien, depósitos orgánicos o inorgánicos, residuos materiales de estimulación, etc., el flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo se verá restringido, disminuyendo así la productividad del mismo.

Para determinar la productividad de un pozo se requiere establecer los conceptos de índice de productividad y la relación de comportamiento de afluencia.

1.4.1 INDICE DE PRODUCTIVIDAD

[10] www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

La forma más sencilla de obtener pronósticos de producción es imponer una tasa total de fluido (agua + petróleo) para todos los pozos. Dicha tasa total usualmente es igual al promedio de los pozos en los años recientes.

Si bien este enfoque tiene el mérito en yacimientos particulares, un enfoque muy típico para el pronóstico en yacimientos implica la definición de algunas limitaciones de superficie.

En tal caso, la forma en que el simulador trabaja con el cotejo histórico y las fases pronóstico es básicamente diferente. Durante el cotejo histórico, el comportamiento del campo es conocido y el modelo traslada la tasa de petróleo impuesta dentro de la red de presiones, a través de una rutina de manejo de pozos[12].

Dicho modelo define las tablas de "comportamiento de flujo vertical" (VFP), las cuales describen las condiciones de relaciones de comportamiento en el tubing (TPR) en el pozo. Muchos simuladores tiene la facilidad para computar internamente las curvas de "comportamiento de flujo vertical" a través de correlaciones empíricas. Alternativamente, estas curvas pueden ser calculadas usando un software especializado de perdidas por fricción externa, y luego son introducidas en el simulador[12].

El comportamiento del TPR tiene un fuerte impacto en la productividad del pozo. Para obtener resultados reales, es importante por lo tanto, definir los parámetros de entrada cuidadosamente, a través de la cooperación con los ingenieros de producción, y chequeando los resultados de los cálculos del VFP usados en el campo. Típicamente, por ejemplo, las tablas VFP deben ser calibradas contra los resultados de aquellos pozos donde las medidas de presión de fondo y cabezal fluyente están disponibles[13].

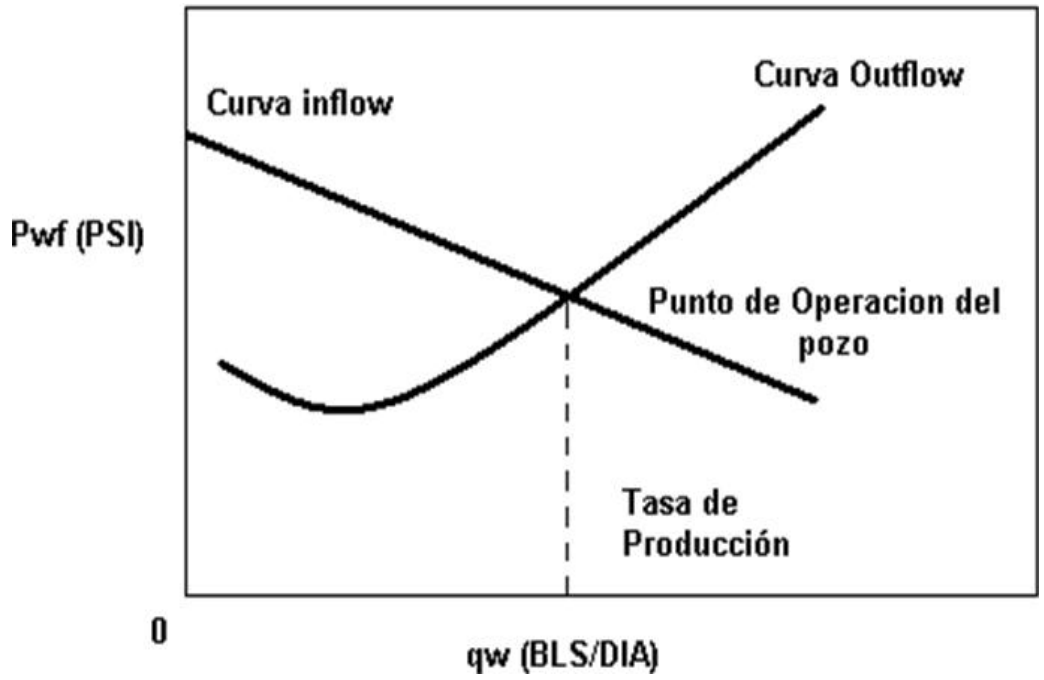
El comportamiento del IPR también es importante. Las pruebas disponibles para pozos proveen una valiosa data de la información de la productividad del pozo y da estimados útiles del actual índice de productividad (PI) de los pozos y del grado de daño. Estos valores pueden ser usados para corregir el PI del pozo computado por el modelo, el cual por lo general es diferente, ya que la presión en la celda no es igual a la presión de frontera de drenaje del pozo.

[12] www.modelaje-de-pozos.blogspot.com/2009/06/simulacion-numerica-de-yacimientos_18.html

[13] www.modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/simulacion-numerica-de-yacimientos_7211.html

La importancia de la definición del comportamiento del IPR y TPR de los pozos en el modelo está relacionada con el hecho de que la productividad de los pozos en la fase de pronósticos es calculada de cada relación. La Figura 5 muestra un ejemplo de un gráfico IPR – TPR (inflow-outflow), donde la producción instantánea del pozo está definida por el punto de cruce de ambas curvas[10].

FIGURA 5. Grafica de inflow-outflow del pozo



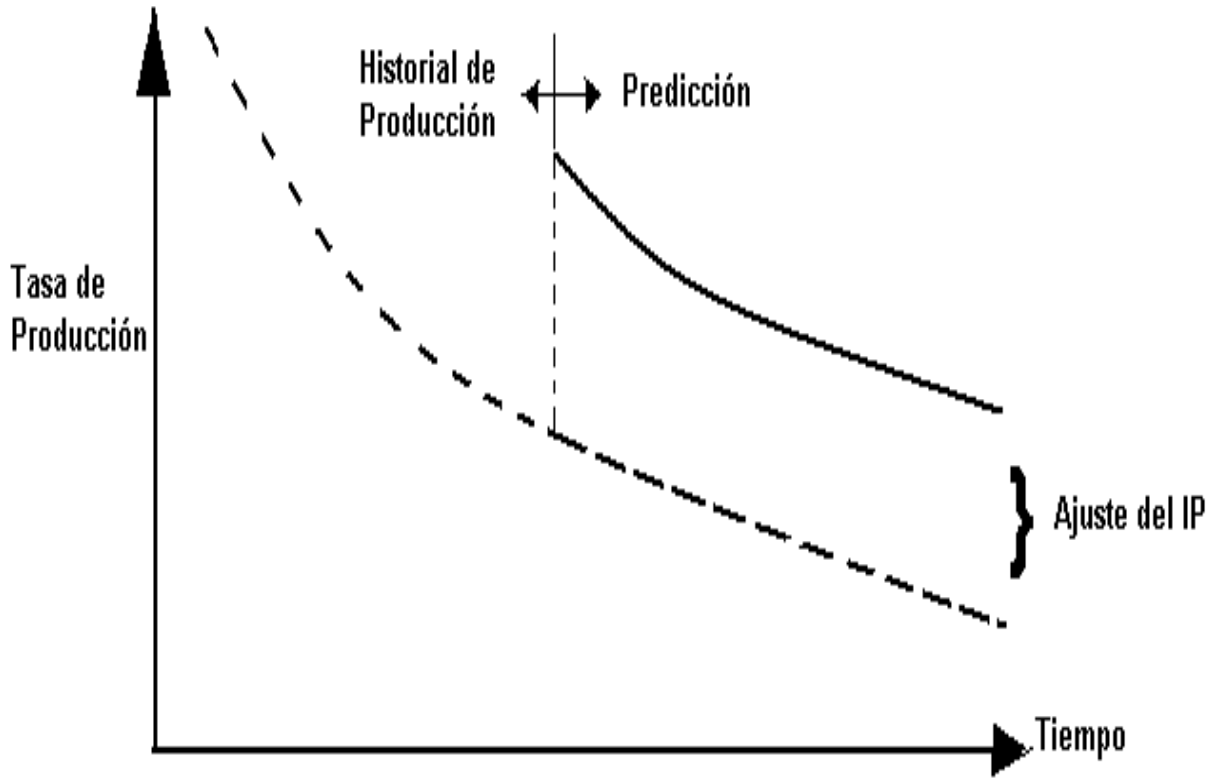
FUENTE: www.modelaje-de-pozos.blogspot.com/2009/05/simulacion-numerica-de-yacimientos_140.html

El comienzo de los casos de pronóstico de producción es, en general, un proceso menos dificultoso que la fase de cotejo histórico. No obstante, la primera prueba siempre resulta en algunos problemas, especialmente cuando se trabaja con tablas VFP. El primer paso en el procedimiento de ajuste de la predicción es, por lo tanto la calibración de índice de productividad por pozo.

10. www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

De hecho, el cambio del modelo de cotejo histórico a pronóstico frecuentemente resulta en discontinuidades en las tasas individuales de los pozos, presiones y actividades (Figura 2). Como se menciono anteriormente, esto está relacionado al hecho de que el índice de productividad calculado en el modelo no está generalmente calibrado con el actual índice de productividad actual del campo. Esta diferencia es transparente en la fase de cotejo histórico, donde los pozos trabajan bajo condiciones impuestas de tasa, pero resulta evidente en la fase de predicción donde el PI calculado determina la productividad del pozo[11].

FIGURA 6.Comportamiento de la producción con el tiempo ajuste de la curva.



FUENTE: www.modelaje-de-pozos.blogspot.com/2009/06/simulacion-numerica-de-yacimientos_18.html

11. www.modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/simulacion-numerica-de-yacimientos_7211.html
14. www.modelaje-de-pozos.blogspot.com/2008/02/pansystem-software-de-anlisis-de.html

1.4.2 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

A saber, el comportamiento de afluencia de un pozo representa la capacidad de un pozo para aportar fluidos. Es decir, el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor. Es por eso que un buen entendimiento de los conceptos, interrelaciones y factores que determinan el comportamiento del flujo en el medio poroso, es primordial para usar apropiadamente los métodos o técnicas que se empleen para obtener el comportamiento presente y futuro de un yacimiento[1].

Para calcular la caída de presión (abatimiento) en un yacimiento, se requiere una expresión que muestre las pérdidas de energía o presión debido al esfuerzo viscoso o fuerzas de fricción como una función de la velocidad o gasto. Por tanto para poder establecer la ecuación de afluencia para un determinado pozo productor, será necesario aplicar y combinar los siguientes ecuaciones:

a) Ecuación de conservación de la masa.

b) Ecuación de movimiento.

c) Ecuación de estado

El uso de la Ley de Darcy se debe considerar siempre en la predicción de los gastos de flujo desde el yacimiento hasta la cara del pozo, la cual es aplicable a todos los sistemas porosos, sin embargo, la solución o forma que adquiera, dependerá de las condiciones iníciales y de frontera (daño, almacenamiento, fracturas, penetración parcial) así como también de la geometría y tipo de flujo establecidas en el sistema (los cuales serán tratados más adelante)[10].

1.5 GEOMETRIA DE FLUJO RADIAL

De acuerdo con Golan y Whitson, los flujos lineal y radial son los más comunes en los pozos productores de aceite y gas. Las ecuaciones que describen este tipo de flujos

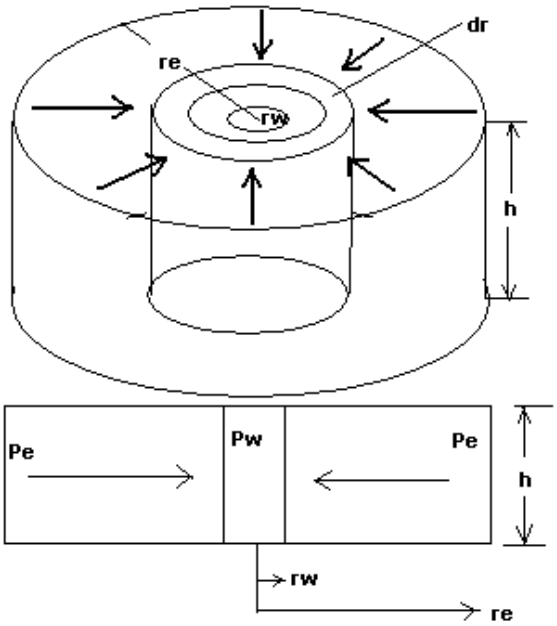
[10.] www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

[1.] BASIC APPLIED RESERVOIR SIMULATION.Turgay E,Abbu Kassem Jamal,King Gregory.SPE Texbook Volumen 7, 2001.

son soluciones particulares de la Ec. 1.11 considerando las geometrías de flujo y tipo de fluidos producidos por el pozo.

La Ley de Darcy puede ser usada para calcular el flujo hacia el pozo donde el fluido converge radialmente. En este caso, el área abierta al flujo no es constante por lo tanto deberá ser incluida en la integración de la Ec. 1.11. Haciendo referencia a la geometría de flujo ilustrada en la figura 7 el área de la sección transversal abierta al flujo para cualquier radio sería A = 2π r h[10].

FIGURA 7. Sistema de flujo radial



FUENTE: www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

Del mismo modo, definiendo como negativo el cambio en la presión con respecto a la dirección de flujo, -dp/dx. Haciendo estas sustituciones en la Ec. 2.2 se obtiene:

$$q = \frac{2\,\pi\,h\,Ka\;\;dp}{\mu\qquad\quad dr}$$

Ecuación 1.8

12. www.modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/simulacion-numerica-de-yacimientos_7211.html
15. www.modelaje-de-pozos.blogspot.com/2008/02/pansystem-software-de-anlisis-de.html

1.5.1 GEOMETRIA RADIAL PARA FLUJO DE ACEITE

Cuando se aplica la ecuación de Darcy para flujo de aceite en un yacimiento, se asume que sólo el aceite es ligeramente compresible. Una pequeña variación en el gasto qo con respecto a la presión puede ser relacionada por medio del factor de volumen del aceite[10], Bo por lo tanto, el gasto puede ser expresado a condiciones superficiales ó de tanque de almacenamiento. Por consiguiente, para flujo de aceite la Ec. 1.11 quedaría como:

$$qo = \frac{2\,\pi\ *h\ *Ko\ \ *h*\ (Pe - Pwf)}{\mu o*\ Bo\ *\ ln\,(\frac{re}{rw})}$$

Ecuación 1.9

Para unidades de campo la ecuacion queda como:

$$qo = \frac{0.00708*\ Ko\ *\ h*(Pe - Pwf)}{\mu o * Bo *\ ln\,(\frac{re}{rw})}$$

Ecuación 1.10

La Ec. 1.13 se aplica para régimen estacionario (pe : constante), flujo laminar de un pozo en el centro de un área circular de drenado. Ahora bien, la Ec. 1.13 es más útil si se expresa en términos de la presión media del yacimiento Py y para régimen pseudo-estacionario ó flujo estabilizado (Py Pwf; ctte).

$$qo = \frac{0.00708\ *Ko*\ \ h*(Py - Pwf)}{\mu o\ *Bo*\ ln\,|\,0.472\frac{1}{rw}\,|}$$

Ecuación 1.11

10. www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

Donde Py : presión promedio en el volumen de drenaje de un pozo, [lb /pg^2 abs]

Y los otros términos son los mismos que en la ecuación anterior (2.15)

1.6 COMPORTAMIENTO EN POZOS DE ACEITE SUBSATURADO

Antes de proceder a describir el comportamiento en pozos de aceite subsaturado, se considera pertinente elaborar una breve descripción de los yacimientos que contienen este tipo de hidrocarburos de acuerdo con la presión original (antes de la explotación)[10]. Los yacimientos de aceite subsaturado son aquellos cuya presión original es mayor que la presión de saturación, también conocida como presión de burbuja (Pb). Arriba de ésta presión todo el gas presente está disuelto en el aceite (yacimiento de aceite y gas disuelto)[13].

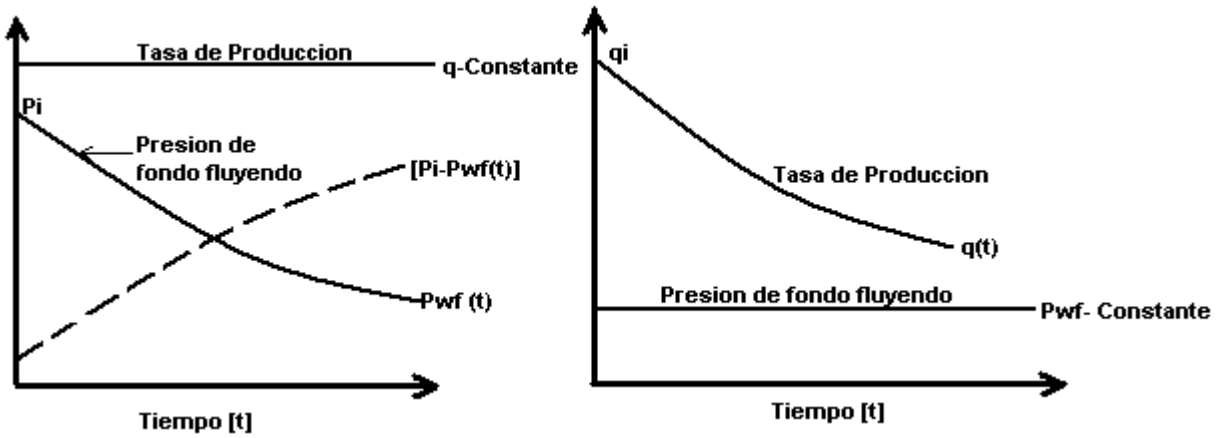
1.7 DETERMINACION DE LA TASA DE PRODUCCION A TIEMPO FUTURO

La capacidad para calcular los cambios en las ecuaciones de IPR y comportamiento de flujo vertical durante el abatimiento de un yacimiento permitirá la determinación de:

- El cambio de presión necesario en la cara del pozo para mantener constante la tasa de producción.
- La tasa de producción cuando la presión en cara de pozo permanece constante.

13. www.modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/simulacion-numerica-de-yacimientos_7211.html
10. www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

FIGURA 8. Presión de fondo fluyente y tasa de producción



FUENTE: www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

Cabe señalar que la presión en el fondo de pozo no cambia si la tasa de flujo declina gradualmente y la presión en cabeza de pozo de mantiene constante.

La base para calcular la declinación de la tasa de producción es un conjunto de curvas características, definidas como “curvas tipo”, las cuales fueron desarrolladas por Fetkovich (1980)[10].

Los principales periodos de un pozo productor son:

- Declinación transitoria
- Declinación en estado pseudoestacionario.

1.7.1 DECLINACION TRANSITORIA

La declinación transitoria se considera una declinación natural causada por la expansión de aceite, gas y agua en una región de drene. Esto es, al abrir un pozo a

[10] www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

producción se altera el estado de equilibrio del yacimiento y crea una respuesta en la presión del pozo. El disturbio de presión se propaga gradualmente lejos del pozo, incrementando el área de drene del pozo. Conforme el disturbio de presión se propaga hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción en el pozo cambian rápidamente (en función del tiempo).

a) Tasa a producción constante:

Se considera la producción transitoria como una serie de producciones en estado estacionario con un incremento del radio de drene. De este modo, escribiendo la ecuación de flujo radial en estado estacionario, para un abatimiento de presión constante y un incremento del radio de drene resulta:

$$q_0(t) = \frac{k * h(p_e - p_{wf})}{141.2 * \mu_0 * B_0 * \ln\left[\frac{r_e(t)}{r_{wa}}\right]}$$

Ecuación 1.12

Donde el radio aparente del pozo es definido como:

$$r_{wa} = r_w * e^{-s}$$

Ecuación 1.13

El radio de drene se incrementa con el tiempo, donde se ha hecho un extensivo tratamiento matemático, para cuantificar $r_e(t)$ y $q_o(t)$, el cual parte de la formulación del fenómeno físico que los gobierna, expresándolos como una ecuación diferencial y finaliza resolviendo la ecuación para condiciones pertinentes de frontera e iníciales. La solución obtenida usualmente esta dada en forma de tasa adimensional q_D contra tiempo adimensional t_D, donde:

$$q_D = \frac{141.2 * \mu_o * B_o}{k * h * (p_i - p_{wf})} * q_o,$$

Ecuación 1.14

$$t_D = \frac{0.000264 * k}{\varphi * \mu_i * c_{ti} * r_{wa}^2} * t,$$

Ecuación 1.15

t: tiempo en [horas]

C_{ti}: Compresibilidad total inicial [1/lb pie^3]

k: permeabilidad [mD]

r_{wa}: radio del pozo aparente [pie]

φ: porosidad [fracción]

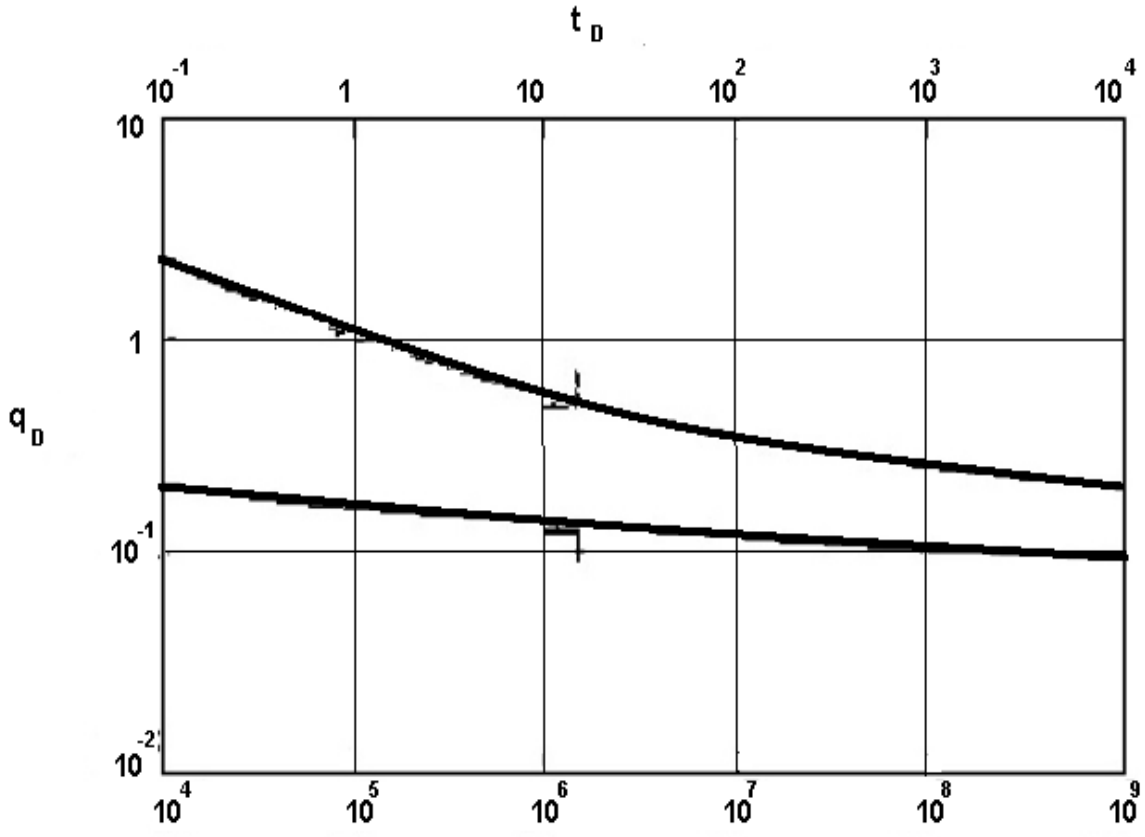
μ_i: viscosidad inicial [cp]

Una presentación grafica de la solución general para condiciones de declinación transitoria obtenida originalmente por Jacob y Lohman (1952)[10] se ilustra en la figura a continuación. Esta es una grafica de variables adimensionales sobre papel log-log, conocido como "curva tipo".[1] La solución presenta el comportamiento de un pozo durante el periodo transitorio, el cual se comporta como si estuviera drenando en un yacimiento infinito.

10. www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

1. BASIC APPLIED RESERVOIR SIMULATION.Turgay E,Abbu Kassem Jamal,King Gregory.SPE Texbook Volumen 7, 2001.

FIGURA 9. Solución para presión constante. Declinación transitoria



FUENTE: www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

Es importante reconocer que el concepto de radio de drene en expansión es válido solo durante el periodo de declinación transitoria.

b) **Presión de fondo fluyendo constante**:

El caso de declinación de la presión se puede expresar como:

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{141.2 * q_o * \mu_o * B_o}{k * h} * \ln\left(\frac{r_e(t)}{r_{wa}}\right)$$

Ecuación 1.16

Combinando esta ecuación con la definición de presión adimensional se obtiene,

$$p_D = \frac{k * h}{141.2 * q_o * \mu_o * B_o}\left[p_i - p_{wf}(t)\right],$$

Ecuación 1.17

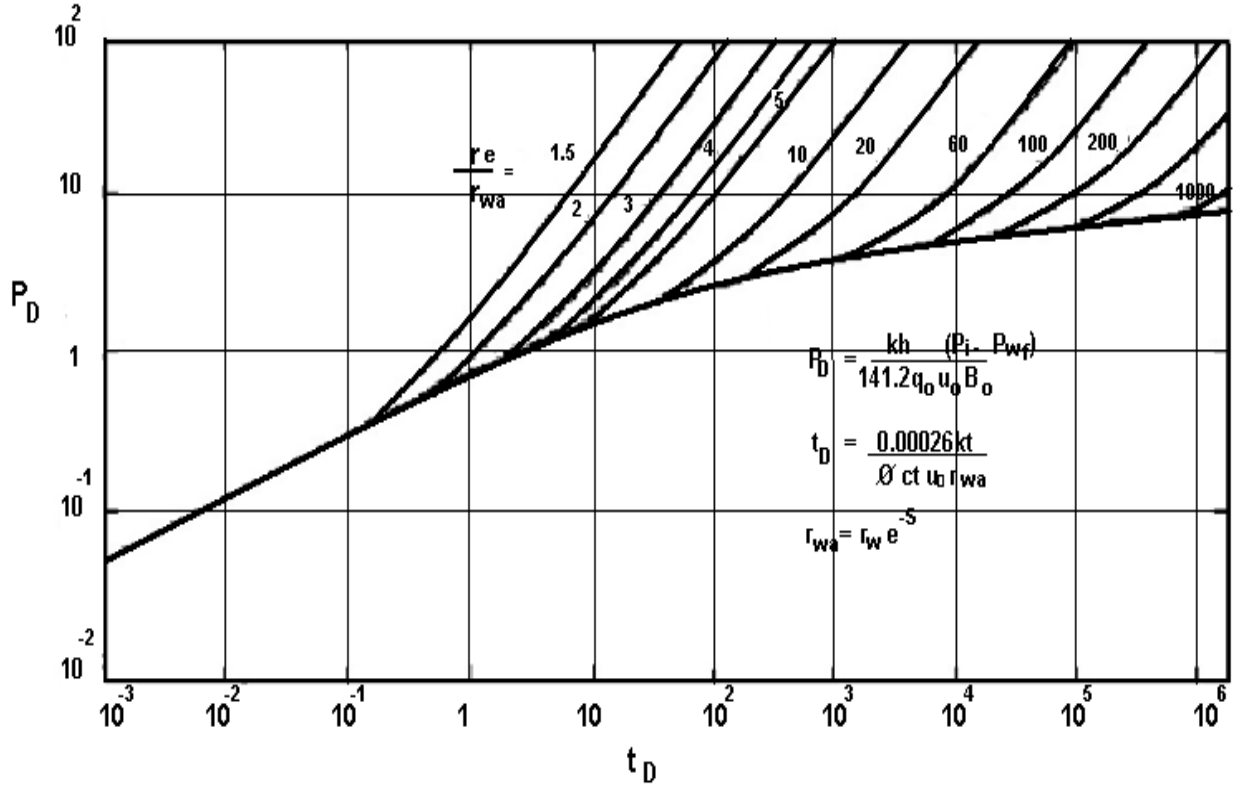
La expresión final queda como:

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{141.2 * q_o * \mu_o * B_o}{k * h} * p_D$$

Ecuación 1.18

La solución de p_D contra t_D se muestra a continuación.

FIGURA 10. Solución para un yacimiento infinito en función de presión y tiempo adimensional.



FUENTE: www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

1.7.2 DECLINACION PSEUDOESTABLE

Estudios teóricos de flujo transitorio han mostrado que el tiempo adimensional es suficiente para definir cuando un pozo alcanza el flujo en estado pseudoestacionario estabilizado[10]. Para un pozo centrado con frontera externa radial, la condición de flujo en estado pseudoestacionario es simple:

$$t_{DApss} = 0.1 * \pi * \left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right)^2$$

Ecuación 1.19

La ecuación que define el tiempo adimensional es:

$$t_{DA} = \frac{0.000264 * k}{\varphi * \mu_i * c_{ti} * \pi * r_e^2} * t$$

Ecuación 1.20

Y resolviendo la condición para estado pseudoestacionario en términos de tiempo real (para geometría radial) se tiene:

$$t_{pss} = 379 * \frac{\varphi * \mu_i * c_{ti} * \pi * r_e^2}{k} * t_{DA}$$

Ecuación 1.21

r_e: radio de drene [pies]

t_{pss}: tiempo en [horas]

C_{ti}: Compresibilidad total inicial [1/lb pie^3]

k: permeabilidad [mD]

φ: porosidad [fracción]

10. www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

μ_i: viscosidad inicial [cp]

Una conclusión importante de la anterior ecuación es que el tiempo al final del periodo transitorio es una función de la permeabilidad, pero no una función del daño o radio del pozo aparente.

Para la declinación en estado pseudoestacionario, será necesario considerar la producción de aceite como un conjunto o serie de producciones en estado estacionario para describir el comportamiento del pozo. El inicio del abatimiento (de presión) esta determinado por el tiempo en el cual, el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas de no-flujo. De allí en adelante como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a ser depletada, y de este modo, la caída de presión a lo largo del área total de drene. El rango de declinación de la presión depende de los siguientes factores:

- Rapidez con la los fluidos son producidos.
- Expansión de los fluidos en el yacimiento.
- Compactación del volumen en los poros.

1. Depleción a presión constante.

La expresión para la declinación de la presión del yacimiento subsaturado es más complicada. La tasa de producción en yacimientos depletados esta expresada por la ecuación de flujo radial;

$$q_o(t) = \frac{k * h * (p_e(t) - p_{wf})}{141.2 * \mu_o * B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right)\right]}$$

Ecuación 1.22

Donde la presión en la frontera externa $p_e(t)$ declina como una función del tiempo.

El comportamiento de tasa-tiempo durante la declinación ha sido tratada rigurosamente por matemáticos quienes resolvieron las ecuaciones de flujo analíticamente para condiciones particulares de frontera de no flujo: en la frontera externa y presión constante en la frontera interna. Una forma útil de esta solución ha sido presentada por Fetkovich (1980)[3] quien preparo una curva tipo de gasto adimensional contra tiempo adimensional. Esta curva incluye también el periodo de declinación transitoria previo a la depleción en estado pseudoestacionario.

A partir de las curvas se puede observar que la transición del periodo transitorio al estado pseudoestacionario es instantánea para una geometría circular externa. El cambio instantáneo ocurre a t_{pss} (tiempo en estado pseudoestacionario)[10].

Para realizar el análisis de declinación en estado pseudoestacionario se pueden emplear las siguientes ecuaciones:

$$q_D = \frac{141.2 * \mu_o * B_o}{k * h * (p_i - p_{wf})} * q_o,$$

Ecuación 1.23

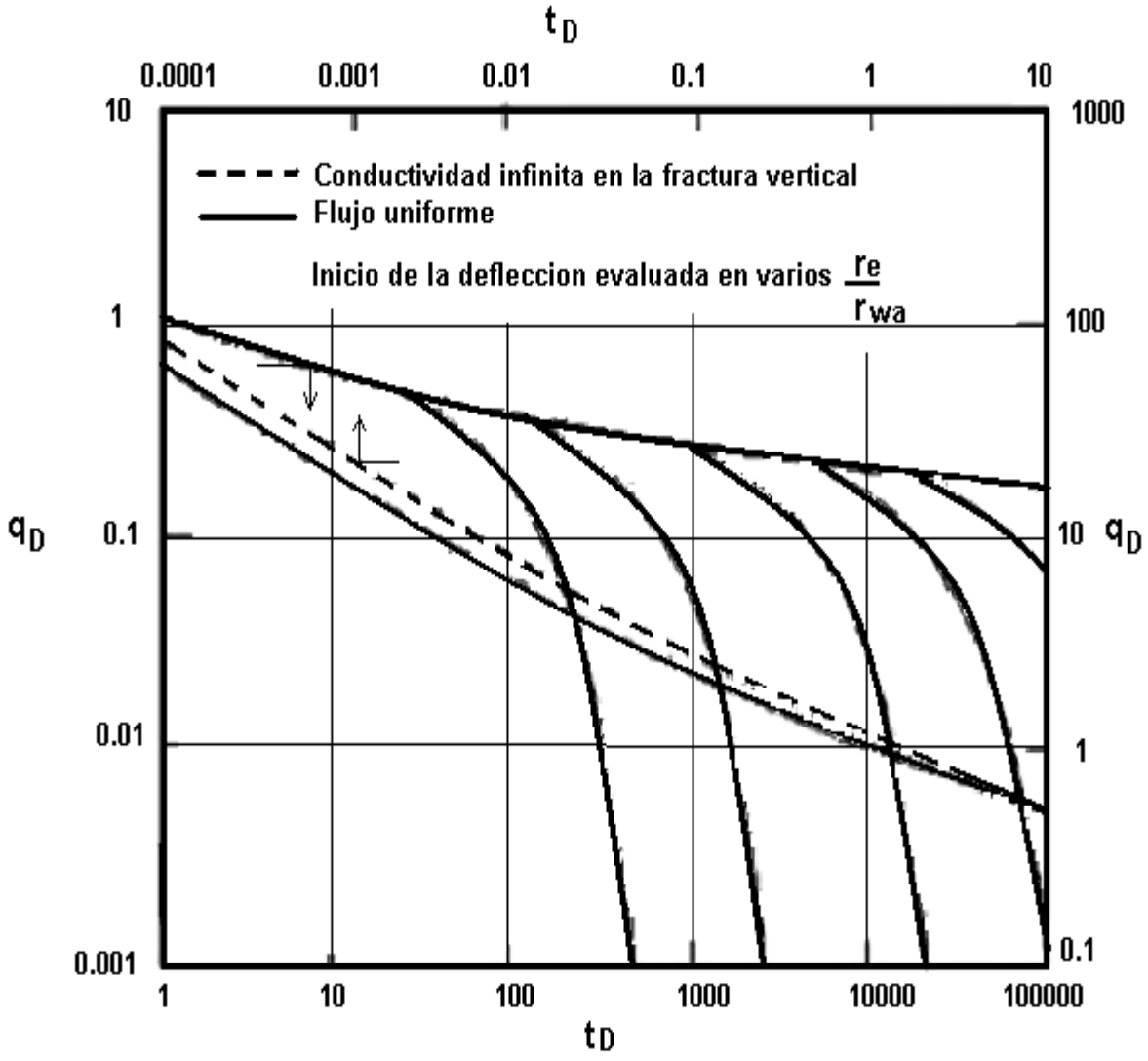
$$t_D = \frac{0.000634 * k}{\varphi * \mu_i * c_{ti} * r_{wa}^2} * t,$$

Ecuación 1.24

[10] www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

[3] DONALD W. PEACEMAN. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropy permeability SPE Journal, (SPE 10528), June 1983.

FIGURA 11. Solución analítica a presión constante, en estado pseudoestacionario



.FUENTE: www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

2. MODELOS DE POZO

2.1 HISTORIA DE LOS MODELOS DE POZO

La primera discusión acerca de cómo presentar un pozo en un simulador de yacimientos aparece en 1957, cuando Schwabe y Brand[6] suponen flujo monofásico en dos dimensiones en un enmallado cuadrado uniforme, propusieron la siguiente relación:

$$q^w = 0.001127 * \frac{2\pi kh}{\mu} * \frac{p_e - p_{wf}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s}$$

Ecuación 2.1

q^w: tasa de produccion del pozo

k: permeabilidad de la celda donde esta completado el pozo

h: Espesor de la celdas donde esta completado el pozo

μ: Viscocidad del fluido

$r_e = \Delta x$: Radio de dernaje

p_e: Presion efectiva al radio de drenaje

p_{wf}: Presion de fondo fluyente

r_w: Radio del pozo

s: Factor de daño del pozo

6. ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

Si se emplean muy pocas celdas, es normal asumir que p_e es igual a la presión de la celda a la cual el pozo esta completado. Si se trata de varias celdas o mas detallado, p_e debería ser calculada a partir de las presiones de las celdas adyacentes a la celda que contiene el pozo, mediante la siguiente expresión:

$$p_e = p_o + F_i \sum_{i=1}^{4} (p_i - p_o)$$

Ecuación 2.2

p_o: Presion de la celda que contiene el pozo

p_i: Presion de las celdas adyacentes a la celda del pozo

F_i: Factor de influencia de p_i sobre p_e en el plano horizontal

En 1968, Van Poollen[2] et al establecieron que debido a la presión calculada para un pozo es la presión del nodo en el cual este esta localizado, entonces esa presión debería ser comparada con la presión promedio areal en la porción del yacimiento representado por el nodo. Ellos consideraron que para flujo monofásico bajo condiciones de estado estable, la distribución de presión alrededor del pozo viene dada por:

$$p = p_{wf} + \frac{q^w \, \mu}{0.001127 * 2\pi kh} * \ln\left(\frac{r}{r_w}\right)$$

Ecuación 2.3

2. DONALD W. PEACEMAN. Interpretation of well-block pressures in numerical.reservoir simulation. Paper SPE 6893 presented at the SPE-AIME 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition, June 1978.

Asumiendo r_w despreciable e integrando:

$$\bar{p} = p_{wf} + \frac{q^w \mu}{0.001127 * 2\pi kh} * \ln\left(\frac{r_b}{r_w} - \frac{1}{2}\right)$$

Ecuación 2.4

Donde

$$\pi r_b^2 = \Delta x \, \Delta y$$

Ecuación 2.5

Suponiendo que $\Delta x = \Delta y$ entonces $r_b = \frac{\Delta x}{\sqrt{\pi}}$

Y asumiendo que $\bar{p} = p_o$ entonces la presión de la celda que contiene al pozo es la misma que la presión promedio areal por tanto:

$$q^w = p_{wf} + \frac{0.001127 * 2\pi kh}{\mu} * \frac{p_o - p_{wf}}{\ln\left(\frac{\Delta x}{r_w\sqrt{\pi}}\right) - \frac{1}{2}}$$

Ecuación 2.6

En 1974, Coats[2] empleo un índice de productividad (IP), para relacionar la presión de la celda con la presión fluyente del pozo en su simulador térmico. Para flujo monofásico, una relación equivalente es:

$$q^w = \mathrm{IP}\left(\frac{p_o - p_{wf}}{\mu}\right)$$

Ecuación 2.7

2. DONALD W. PEACEMAN. Interpretation of well-block pressures in numerical.reservoir simulation. Paper SPE 6893 presented at the SPE-AIME 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition, June 1978.

Donde IP es definida como:

$$IP = \frac{0.001127 * 2\pi kh}{\ln\left(\frac{\sqrt{\Delta x \Delta y/\pi}}{r_w}\right) - \frac{1}{2} + s}$$

Ecuación 2.8

Con la aproximación de Coats también se puede asumir que la presión de la celda es igual a la presión promedio areal.

2.2 MODELO BASICO DE PEACEMAN

En las ecuaciones anteriores el pozo aparece como un término fuente (productor) o sumidero (inyector). La evaluación de este término es un factor clave en el modelaje de comportamiento de producción/inyección de pozos.

En la literatura existen diversos modelos de pozo propuestos, algunos de los cuales han sido desarrollados en los últimos años debido a la necesidad de modelar de forma más detallada las complejas estructuras de pozos que se construyen hoy en día. Sin embargo, en el presente trabajo sólo se considera el modelo de pozo propuesto por Donald Peaceman (1978)[2], por ser la base de los modelos implementados en la mayoría de los simuladores comerciales de yacimientos.

Las dimensiones horizontales de cualquier celda que contenga un pozo son mucho mayores que el radio de dicho pozo, por lo que la presión calculada por el simulador para la celda que contiene el pozo resulta significativamente diferente a la presión de fondo fluyente del mismo[6].

2. DONALD W. PEACEMAN. Interpretation of well-block pressures in numerical.reservoir simulation. Paper SPE 6893 presented at the SPE-AIME 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition, June 1978.

6. ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

Fue Peaceman, en su trabajo clásico publicado en 1978, quien desarrolló el primer modelo básico de pozos[2]. Su trabajo, presentó la interpretación adecuada de la presión de la celda que contiene un pozo y demostró además, como se relaciona esa presión con la presión de fondo fluyente.

Peaceman estableció que era conveniente asociar un **radio equivalente, r_o,** con la celda que contiene el pozo, donde ro es definido como el radio al cual la presión p_{wf} del pozo, bajo condiciones de flujo en estado estable, es igual a la presión p_o calculada numéricamente para la celda del pozo. Así, de la definición de r_o se tiene:

$$p = p_o + \frac{q^w * \mu}{c * 2\pi * kh} \ln\left(\frac{r}{r_o}\right)$$

Ecuación 2.9

O bien,

$$q^w = \frac{c * 2\pi * kh}{\mu} * \frac{p_o - p_{wf}}{\ln\left(\frac{r_o}{r_w}\right)}$$

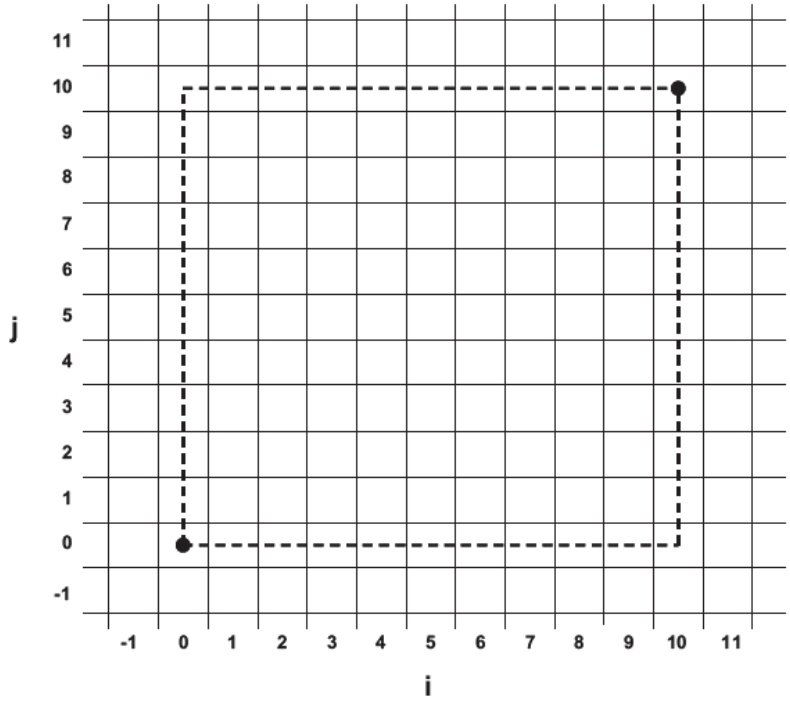
Ecuación 2.10

Para la determinación del radio equivalente Peaceman estableció que para un pozo vertical simple, con una distribución de presión en estado estable en un esquema repetido de cinco puntos usando el mallado uniforme mostrado en la figura 13[3]. La solución numérica para las distintas celdas es graficada como una función del radio y es mostrada en la figura 14. En esta grafica semilogarítmica, una línea recta con pendiente 1/2π se ajusta muy bien a través de todos los puntos hasta un radio de 6Δx. Corridas similares fueron hechas para mallados más grandes (de 20x20 y 30x30 celdas) y los resultados fueron prácticamente idénticos.

2. DONALD W. PEACEMAN. Interpretation of well-block pressures in numerical.reservoir simulation. Paper SPE 6893 presented at the SPE-AIME 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition, June 1978.

3. DONALD W. PEACEMAN. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropy permeability SPE Journal, (SPE 10528), June 1983.

FIGURA 12. Malla 10x10 para un esquema repetido de cinco puntos



FUENTE: Donald W. Peaceman. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation. Paper SPE 6893 presented at the SPE-AIME 52nd. Annual Fall Technical Conference and Exhibition, June 1978.

De este experimento, se puede observar que la extrapolación de la línea recta de la figura 14 hasta la línea horizontal donde p − po = 0 es de gran importancia, ya que de acuerdo con la ecuación;

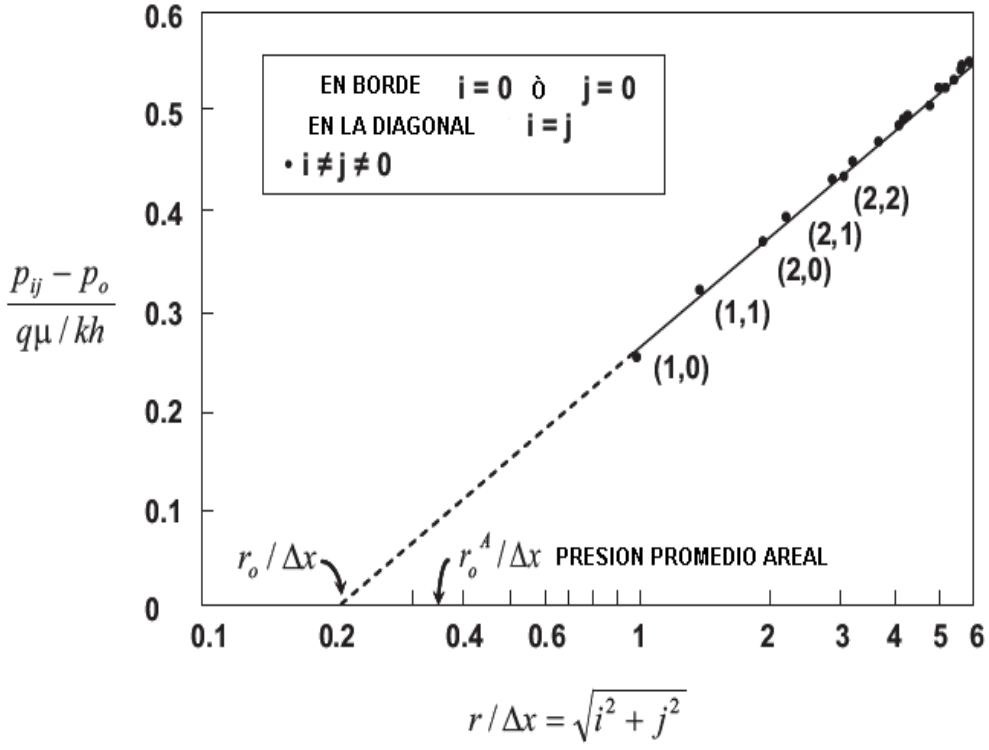
$$p = p_o + \frac{q^w \mu}{c 2\pi k h} \ln\left(\frac{r}{r_o}\right)$$

Ecuación 2.11

Esta intersección ocurre cuando r = r_o, por lo que se obtiene que $r_o = 0{,}2\Delta x$

Así, se tiene una nueva interpretación de la presión de la de celda del pozo, la cual se iguala con la presión del pozo a un radio de 0.2Δx.

FIGURA 13. Solución numérica del radio equivalente



FUENTE: Donald W. Peaceman. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation. Paper SPE 6893 presentado en la S.P.E-A.I.M.E 52nd. Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Junio 1978.

$$\frac{0.001127 * 2\pi kh}{\mu} * \frac{p_o - p_{wf}}{\ln\left(\frac{r_o}{r_w}\right)} = \frac{0.001127 * 2\pi kh}{\mu} * \frac{p_o - p_{wf}}{\ln\left(\frac{\Delta x}{r_w\sqrt{\pi}}\right) - \frac{1}{2}}$$

Ecuación 2.12

$$\ln\left(\frac{\Delta x}{r_w\sqrt{\pi}}\right) - \frac{1}{2} = \ln\left(\frac{r_o{}^A}{r_w}\right)$$

Ecuación 2.13

$$r_o{}^A = \frac{\Delta x}{\sqrt{\pi}} e^{\left(-\frac{1}{2}\right)} = 0.342\Delta x$$

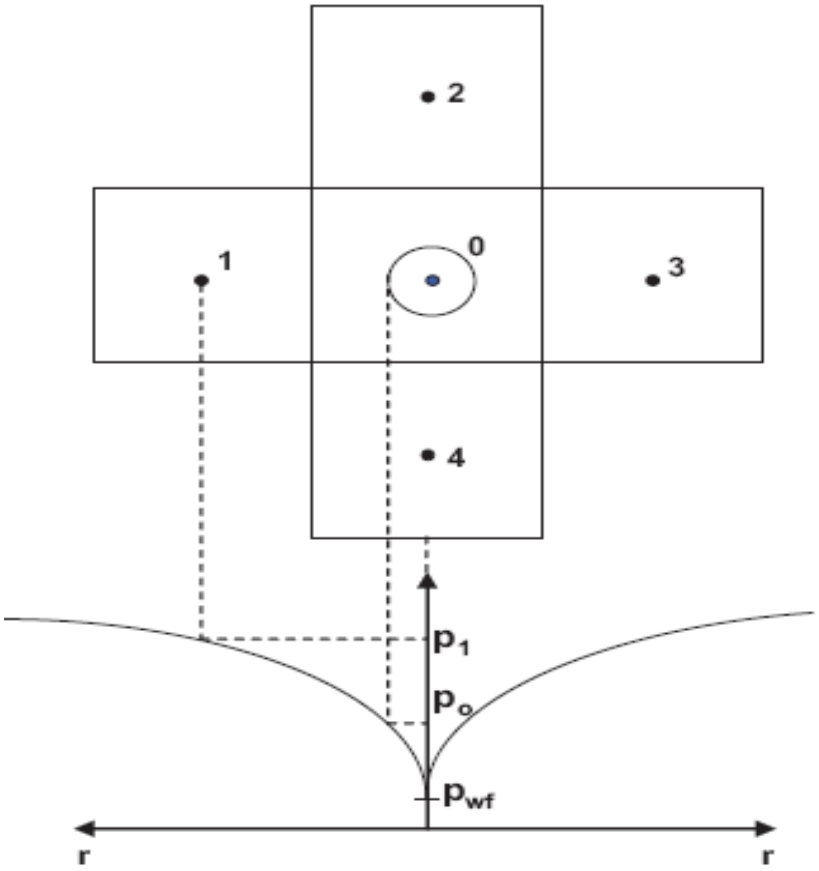
Ecuación 2.14

Donde $r_o{}^A$ es el radio equivalente basado en la suposición de que la presión de la celda del pozo es igual a la presión promedio areal.

Para una solución analítica del radio equivalente se tiene que:

Considerando la malla cuadrada mostrada en la figura 15 y un pozo vertical situado en la celda cero. Tomando r = Δx, se obtiene:

FIGURA 14. Flujo radial alrededor de un pozo en una malla cuadrada



FUENTE: Khalid Aziz and Lou Durlofsky. Fundamentals of Reservoir Simulation. Stanford University, Palo Alto, CA, July 2002.

$$p_i - p_o = \frac{q^w \mu}{0.001127 * 2\pi kh} \ln\left(\frac{\Delta x}{r_o}\right) \quad i = 1, \dots, 4$$

Ecuación 2.15

Por tanto se puede establecer que la presión del pozo en la celda cero, es la suma que las tasas volumétricas de flujo a través de las fronteras de la celda.

$q^w = \sum_{i=1}^{4} q_i$ según la ley de Darcy $q^w = 0.001127 * \frac{kh}{\mu}(p_i - p_o) \quad i = 1, \dots, 4$

Entonces sustituyendo tenemos:

$$q^w = 0.001127 * \frac{kh}{\mu} \sum_{i=1}^{4} (p_i - p_o)$$

Ecuación 2.16

Si $p_1 = p_2 = p_3 = p_4 = p_i$ la ecuación se reduce a:

$$q^w = 0.001127 * \frac{4kh}{\mu} (p_i - p_o)$$

Ecuación 2.17

Entonces:

$$\frac{q^w \mu}{0.001127 * 4kh} = \frac{q^w \mu}{0.001127 * 2\pi kh} \ln\left(\frac{\Delta x}{r_o}\right)$$

Ecuación 2.18

$$\frac{\pi}{2} = \ln\left(\frac{\Delta x}{r_o}\right)$$

Ecuación 2.19

$$r_o = 0.208\Delta x$$

Ecuación 2.20

Con la suposición de que la presión de las celdas adyacentes al no ser exactamente correctas la ecuación es sólo una aproximación del radio equivalente[3].

Solución numérica del radio equivalente

La solución exacta del radio equivalente, se puede obtener resolviendo numéricamente la distribución de presión para flujo bajo condiciones de estado estable y usando la ecuación para la caída de presión entre pozo inyector y productor en un esquema repetido de cinco puntos dada por Muskat[3].

$\Delta p = \frac{q^w \mu}{\pi k h}\left[\ln\left(\frac{d}{r_w}\right) - 0.619\right]$ d es la distancia diagonal entre los pozos

Si tomamos Δp como la diferencia de presión entre las celdas del pozo productor e inyector, entonces el $r_w$de la ecuación puede ser reemplazado por r_o.
Adicionalmente, se tiene que

$$d = r_w\sqrt{2}M\ \Delta x$$

Ecuación 2.21

donde M es la dimensión de la malla.
Entonces la ecuación se puede reescribir como

$$\frac{q^w \mu}{\pi k h}\left(p_{M,M} - p_{o,o}\right) = \ln\left(\sqrt{2}M\frac{\Delta x}{r_o}\right) - 0.619$$

Ecuación 2.22

3. DONALD W. PEACEMAN. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropy permeability SPE Journal, (SPE 10528), June 1983.

$$\frac{r_o}{\Delta x} = \sqrt{2} M e^{\left[-0.619 - \frac{\pi kh}{q^w \mu}(p_{M,M} - p_{o,o})\right]}$$

Ecuación 2.23

Con esta ecuación, Peaceman calculó el valor de $\frac{r_o}{\Delta x}$ para diversos tamaños de malla, que van desde 1x1 hasta 32x32 celdas. Estos resultados se muestran en la siguiente tabla. La primera columna indica el tamaño de la malla y la segunda columna muestra las caídas de presión adimensionales obtenidas en el cálculo numérico para cada malla. De estos resultados se puede observar como $\frac{r_o}{\Delta x}$ se aproxima a un valor de 0.1982 cuando M $\rightarrow \infty$. Esto indica entonces, que tomar $r_o = 0.2\Delta x$ es una buena aproximación para el radio equivalente.

TABLA 2. Solución numérica del radio equivalente

M	$\frac{kh}{q^w \mu}(p_{M,M} - p_{o,o})$	$\frac{r_o}{\Delta x}$
1	0,5	0,1583
2	0,66667	0,1876
3	0,78571	0,1936
4	0,87395	0,1956
5	0,94346	0,1965
6	1,00067	0,197
7	1,04925	0,1973
8	1,09143	0,1975
9	1,1287	0,1977
10	1,16208	0,1978
12	1,21991	0,1979
14	1,26885	0,198

[6] ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

16	1,31128	0,198
18	1,34871	0,1981
20	1,3822	0,1981
22	1,41251	0,1981
24	1,44018	0,1981
26	1,46564	0,1981
28	1,48921	0,1982
30	1,51115	0,1982
32	1,53168	0,1982

FUENTE: Donald W. Peaceman. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation. Paper SPE 6893 presentado en la S.P.E-A.I.M.E 52nd. Annual Fall Technical Conference and Exhibition, June 1978.

De esta forma, $q^w = \frac{c2\pi kh}{\mu} * \frac{p_o - p_{wf}}{\ln\left(\frac{r_o}{r_w}\right)}$ se reduce a la ecuación:

$$q^w = \frac{0.001127 * 2\pi kh}{\mu} * \frac{p_o - p_{wf}}{\ln\left(\frac{0.2\Delta x}{r_w}\right)}$$

Ecuación 2.24

Esta ecuación, se conoce como el Modelo Básico de Peaceman[6]. Aunque esta ecuación fue desarrollada bajo la suposición de flujo radial bajo condiciones de estado estable, Peaceman concluyó en su trabajo que dicha relación también se cumple para flujo bajo condiciones de estado no-estable. Investigaciones recientes demuestran que esta afirmación no resulta del todo válida, ya que se comprueba que el radio

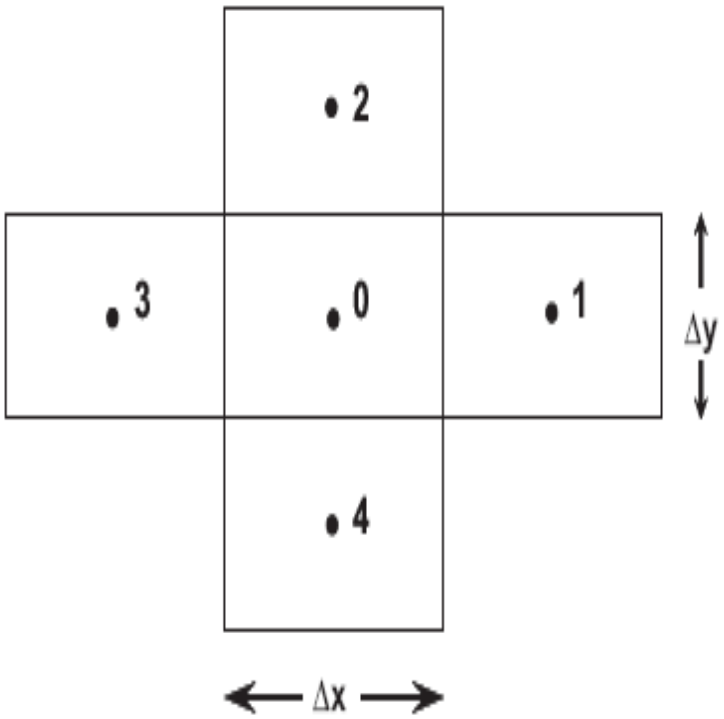
6. ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

equivalente $\mathbf{r_o}$ varía con el tiempo para el período de flujo transiente que ocurre en la etapa inicial de producción de un pozo. Sin embargo, debido a su simple formulación y fácil implementación, el modelo de Peaceman continúa siendo la base de los modelos implementados en los simuladores de yacimientos, por encima de las nuevas formulaciones desarrolladas[3].

Extensión del modelo de Peaceman para yacimientos anisotrópicos

Mallas con celdas no cuadradas y yacimiento anisotrópico cuando $\Delta x \neq \Delta y$

FIGURA 15. Malla rectangular con pozo ubicado en la celda cero



FUENTE: Donald W. Peaceman. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropy permeability S.P.E Journal, (SPE 10528), June 1983.

[6.] ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

Por medio de la solución analítica de r_o se obtiene:

$\frac{r_o}{\Delta x} = e^{\left(\frac{ln\propto - \pi\propto}{1+\propto^2}\right)}$ $donde$ $\propto = \frac{\Delta x}{\Delta y}$ valida para 0,5 <∝ < 2

Cálculos numéricos del radio equivalente para varias relaciones de aspectos, fueron desarrollados por Peaceman, para determinar la validez de la ecuación anterior[1]. Estos experimentos numéricos arrojaron como resultado la siguiente ecuación.

$r_o = 0.140365(\Delta x^2 + \Delta y^2)^{\frac{1}{2}}$ Válida para un amplio intervalo de ∝.

Donde la constante 0.140365 es igual a $\frac{1}{4}e^{(-\Upsilon)}$ y $\Upsilon = 0.5772157$ es la constante de Euler.

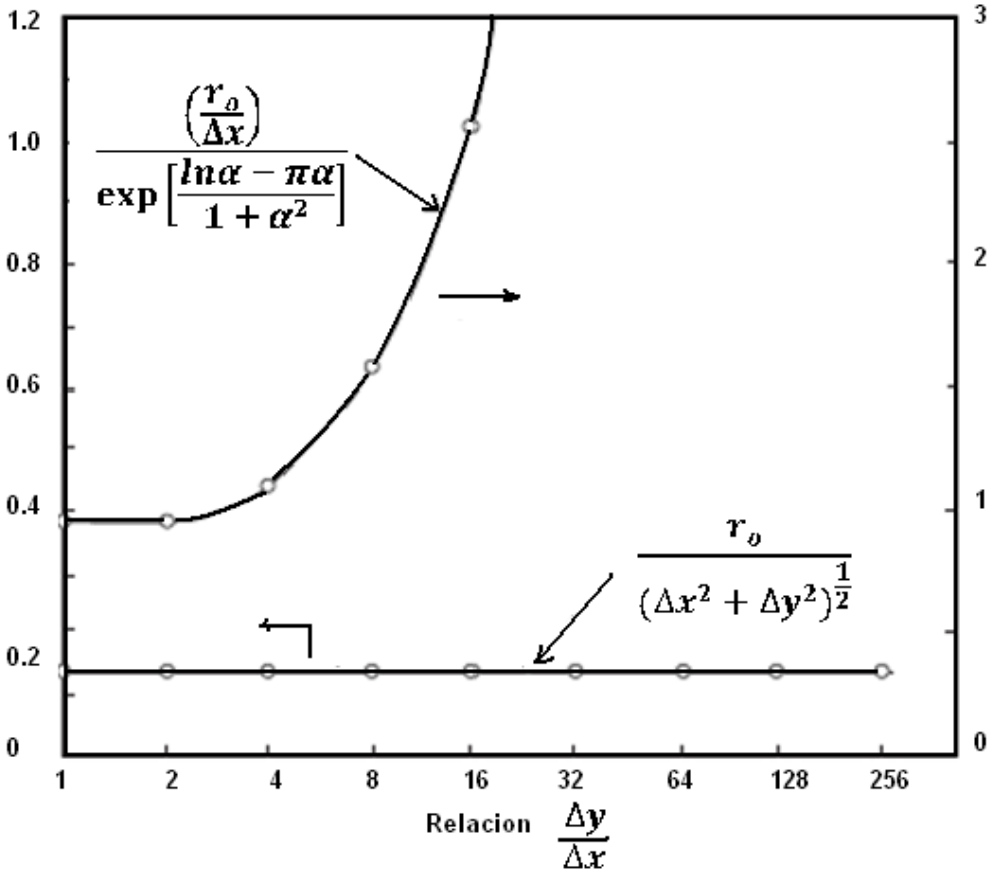
Una comparación entre la solución analítica y la solución numérica del radio equivalente se puede reemplazar por una ecuación más general como la ecuación:

$$r_o = 0.14(\Delta x^2 + \Delta y^2)^{\frac{1}{2}}$$

Ecuación 2.25

4. JONES SHU. Comparasion of Various Techinques for Computing Well Index. Master of Science, Stanford University, August 2005.

FIGURA 16. Efecto de la relación de aspecto en el radio equivalente



FUENTE:Donald W. Peaceman. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropy permeability.SPE Journal, (SPE 10528), June 1983.

Para un medio anisotrópico, Peaceman demostró que el radio equivalente viene dado por:

$$r_o = \frac{0.28\left[\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{2}}\Delta x^2 + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{2}}\Delta y^2\right]^{\frac{1}{2}}}{\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{4}} + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{4}}}$$

Ecuación 2.26

[6] ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

La ecuación generalizada del modelo de Peaceman para flujo multifásico, incluyendo el factor de daño s, se puede escribir como:

$$q_p^w = T^w(P_o - P^w)$$

Ecuación 2.27

Donde, T^wes la transmisibilidad del pozo,

$$T^w = WI\lambda_p$$

Ecuación 2.28

Donde WI es el índice del pozo,

$$WI = 0.001127 * \frac{2\pi\left(k_x k_y\right)^{\frac{1}{2}}\Delta z}{\ln\left(\frac{r_o}{r_w}\right) + s}$$

Ecuación 2.29

λ_p es la movilidad de la fase p,

$$\lambda_p = \frac{k_{rp}}{B_p\,\mu_p}$$

Ecuación 2.30

Este modelo de pozo es uno de los más conocidos y ampliamente utilizado en los simuladores de yacimientos. La aplicabilidad de este modelo se basa en las siguientes suposiciones:

- Flujo radial monofásico bajo condiciones de estado estable o semi-estable.
- Pozo vertical aislado (No hay interacción con los bordes del yacimiento ni con pozos cercanos).
- Pozo paralelo a alguno de los ejes de coordenadas.
- Penetración completa del pozo en la celda (h = Δz).

[6] ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

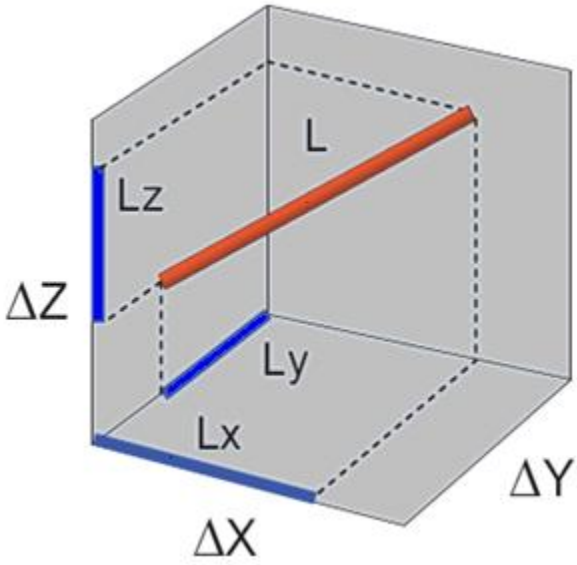
- Medio homogéneo pero anisotrópico.
- Mallado rectangular uniforme.

2.3 MODELO DE HOLMES

El modelo propuesto por Holmes, es una modificación del modelo propuesto por Peaceman en 1983[3]. Este modelo mantiene las mismas suposiciones del modelo de Peaceman, solo que se extiende al caso de pozos desviados.

En este modelo, la trayectoria del pozo a través de una celda es proyectada en los tres ejes de coordenadas, tal como se muestra en la figura 18. Usando las tres longitudes proyectadas y la ecuación de Peaceman para WI y ro, se calculan los valores de WI para cada dirección de acuerdo a las siguientes ecuaciones[4].

FIGURA 17. Proyección de la trayectoria de un pozo en los ejes de coordenadas



FUENTE:Jones Shu. Comparasion of Various Techinques for Computing Well Index. Master of science, Stanford University, August 2005

[6] ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

Índice del pozo para x, y, z:

$$WI_x = 0.001127 * \frac{2\pi\left(k_y k_z\right)^{\frac{1}{2}} Lx}{\ln\left(\frac{r_{o,x}}{r_w}\right) + s}$$

Ecuación 2.31

$$WI_y = 0.001127 * \frac{2\pi\left(k_x k_z\right)^{\frac{1}{2}} Ly}{\ln\left(\frac{r_{o,y}}{r_w}\right) + s}$$

Ecuación 2.32

$$WI_z = 0.001127 * \frac{2\pi\left(k_x k_y\right)^{\frac{1}{2}} Lz}{\ln\left(\frac{r_{o,z}}{r_w}\right) + s}$$

Ecuación 2.33

Radios equivalentes para x, y, z:,

$$r_{o,x} = \frac{0.28\left[\left(\frac{k_y}{k_z}\right)^{\frac{1}{2}} \Delta z^2 + \left(\frac{k_z}{k_y}\right)^{\frac{1}{2}} \Delta y^2\right]^{\frac{1}{2}}}{\left(\frac{k_y}{k_z}\right)^{\frac{1}{4}} + \left(\frac{k_z}{k_y}\right)^{\frac{1}{4}}}$$

Ecuación 2.34

$$r_{o,y} = \frac{0.28\left[\left(\frac{k_z}{k_x}\right)^{\frac{1}{2}} \Delta x^2 + \left(\frac{k_x}{k_z}\right)^{\frac{1}{2}} \Delta z^2\right]^{\frac{1}{2}}}{\left(\frac{k_z}{k_x}\right)^{\frac{1}{4}} + \left(\frac{k_x}{k_z}\right)^{\frac{1}{4}}}$$

Ecuación 2.35

[6] ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

$$r_{o,z} = \frac{0.28\left[\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{2}}\Delta x^2 + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{2}}\Delta y^2\right]^{\frac{1}{2}}}{\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{4}} + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{4}}}$$

Ecuación 2.36

El WI para el segmento de pozo en dicha celda es la raíz cuadrada de la suma de los índices parciales del pozo, tal como indica la siguiente ecuación:

$$WI = \sqrt{WI_x^2 + WI_y^2 + WI_z^2}$$

Ecuación 2.37

Este modelo, propuesto por Holmes, está implementado en la herramienta SCHEDULE de Schlumberger[6], un pre-procesador de ECLIPSE™.

[6] ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

3 APLICACIÓN DEL MODELO DE POZO

3.1 MODELO DE POZO DE PEACEMAN

Se escoge este modelo debido a la gran aplicabilidad que tiene en la mayoría de simuladores comerciales, incluido el Eclipse, y además es el más adecuado para la simulación de aceite negro para pozos en yacimientos subsaturados.

Este modelo es utilizado para pozos verticales, flujo radial, penetración completa de la zona de interés y para medio homogéneo.

La presión del bloque en la que se encuentra el pozo y (P_i) y la presión de fondo fluyente en el pozo (P_{wf}) para un pozo vertical en una sola capa del yacimiento se encuentran relacionadas a través de la ecuación del IPR (Relación del comportamiento de influjo) en términos de Darcy (Peaceman 1983)[7].

Para un pozo centrado y una sola capa penetrada por el pozo, la tasa de producción es:

$$q_o = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H * h}{B * \mu * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]} * (p_i - p_{wf})$$

Ecuación 3.1

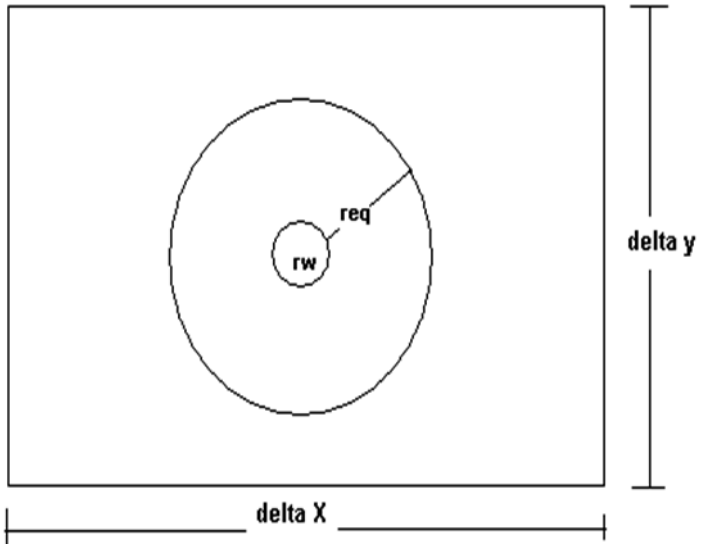
Si se trata de un medio anisotrópico entonces:

$$k_H = \sqrt{k_x k_y}$$

Ecuación 3.2

Para el cálculo del radio equivalente Peaceman estableció que para un bloque de pozo centrado:

FIGURA 18. Radio equivalente de un pozo centrado para un bloque rectangular.



FUENTE: **Jamal H. Abou-Kassem .S. M. Farouq Ali .M. Rafiq Islam**. Petroleum Reservoir Simulation A Basic Approach **.**2006 Gulf Publishing Company, Houston, Texas.

$$r_{eq} = \frac{0.28\left[\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{2}}\Delta x^2 + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{2}}\Delta y^2\right]^{\frac{1}{2}}}{\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{4}} + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{4}}}$$

Ecuación 3.3

r_{eq} = Radio equivalente [pies]

c = constante de proporcionalidad (unidades de campo) = 0.001127

k_H = Permeabilidad horizontal [md]

h = espesor [pies]

B = factor volumétrico [RB/STB]

μ = Viscosidad [cp]

r_w = Radio de pozo [pies]

P_i = Presion del bloque [psi]

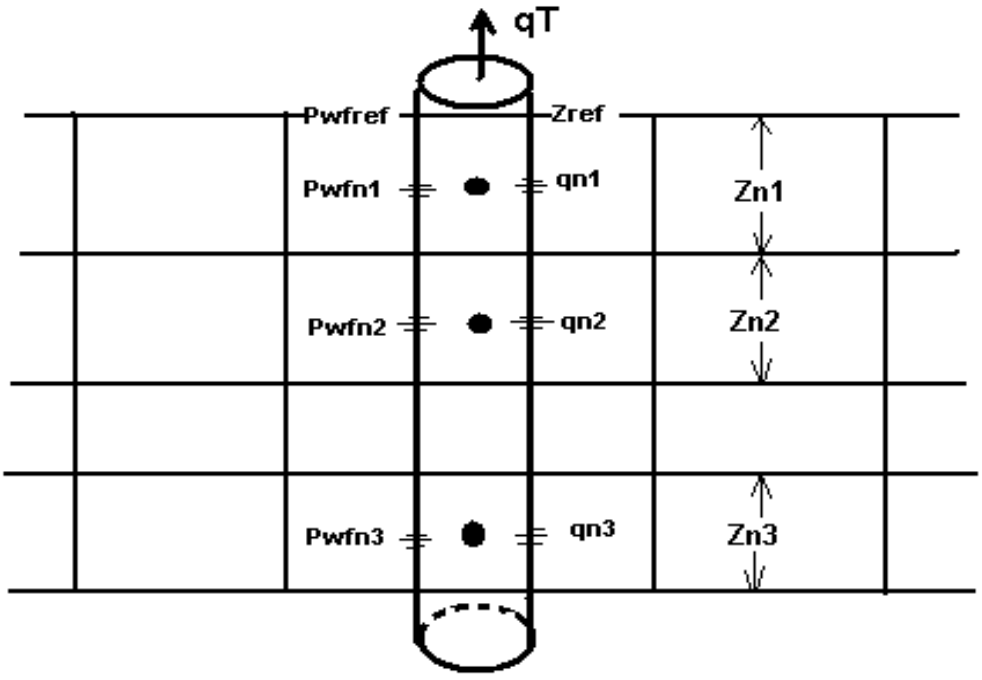
P_{wf} = Presion de fondo fluyente [psi]

S = Daño en el pozo

$$IP = \frac{q_o}{p_i - p_{wf}} = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H * h}{B * \mu * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]}$$

Ecuación 3.4

FIGURA 19: Modelo de pozo multibloque.



FUENTE: Petroleum Reservoir Simulation A Basic Approach .Jamal H. Abou-Kassem .S. M. Farouq Ali .M. Rafiq Islam. 2006 Gulf Publishing Company, Houston, Texas.

Para un pozo centrado, el cual atraviesa varios bloques, la tasa de producción es:

$$q_{oi} = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H * h}{B * \mu * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]} * \left[p_i - p_{wfref} - \gamma_{wb} * \left(Z_i - Z_{ref}\right)\right]$$

Ecuación 3.5

Y la tasa total de producción es:

$$q_{ototal} = \sum_{i=1}^{n} q_{oi}$$

Ecuación 3.6

c = constante de proporcionalidad (unidades de campo) = 0.001127

k_H = Permeabilidad horizontal [md]

h = espesor [pies]

B = factor volumétrico [RB/STB]

μ = Viscosidad [cp]

r_{eq} = Radio equivalente [pies]

r_w = Radio de pozo [pies]

P_i = Presión del bloque [psia]

Pwfref = Presion de fondo fluyente de referencia [psia]

´Y_{wb} = Gradiente de presión [psia/pie]

S = Daño en el pozo

(Z_i-Z_{ref}) = Distancia entre nivel superior de la primera capa y el centro del bloque [pies]

Por tanto el calculo del índice de productividad es igual a:

$$IPi = \frac{q_{oi}}{\left[p_i - p_{wfref} - \gamma_{wb} * \left(Z_i - Z_{ref}\right)\right]} = \frac{c * 2 * \pi * k_H * h}{B * \mu * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]}$$

Ecuación 3.7

3.2 CALCULO DEL COMPORTAMIENTO DE POZO.

Los yacimientos de aceite negro (Black oil) tienden a comportarse como subsaturados en el momento inicial de explotación, donde inicialmente son monofásicos, es decir cuando la presión de fondo en el pozo es mayor a la presión de burbuja en el yacimiento y luego el yacimiento se vuelve saturado, donde la presión de fondo de pozo alcanza la presión de burbuja y su comportamiento es bifásico y produce muy pequeñas cantidades de gas a medida que hay depleción en el yacimiento.

Por tanto, el análisis para determinar el comportamiento de influjo IPR inicialmente es lineal, hasta que la presión de fondo en el pozo alcanza la presión de burbuja en el yacimiento. Para el modelo elaborado se aplica inicialmente la formula de IP lineal, donde el comportamiento es monofásico, donde $P_{wf} > P_{b.}$

$$q_o = \frac{c * 2 * \pi * k_H * h}{B * \mu * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]} * (p_i - p_{wf})$$

Ecuación 3.8

Para el determinado momento en el que la $P_{wf} < P_b$ el yacimiento se vuelve saturado, por tanto se aplicara el método de Vogel. Para el cálculo de la tasa de producción máxima:

$$q_{omax} = \frac{q_o}{1 - 0.2 * \left(\frac{p_{wf}}{p_i}\right) - 0.8 * \left(\frac{p_{wf}}{p_i}\right)^2}$$

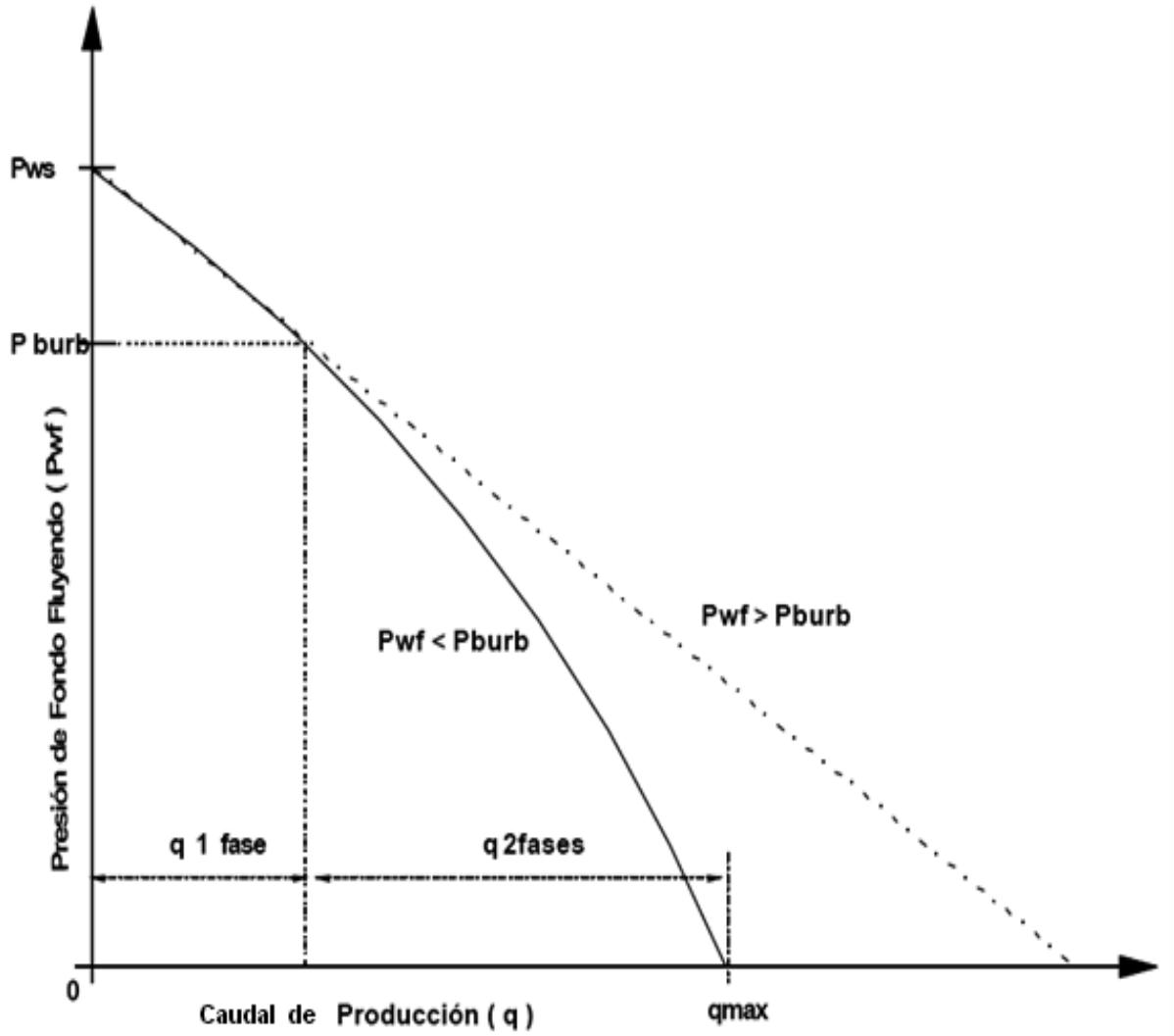
Ecuación 3.9

Por tanto para diferentes P_{wf} la tasa total de producción es:

$$q_o = \left[1 - 0.2 * \left(\frac{p_{wf}}{p_i}\right) - 0.8 * \left(\frac{p_{wf}}{p_i}\right)^2\right] * q_{wmax}$$

Ecuación 3.10

FIGURA 20. Comportamiento de afluencia del pozo.



FUENTE: ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD. Ing. Gheissa Landaeta, Universidad Nacional Experimental Politécnica De La Fuerza Armada, Venezuela.

3.2.1 CALCULO DEL COMPORTAMIENTO DE POZO FUTURO

Eickemer (1968) advirtió que si se toman la ecuaciones de Fetkovich (1973)[10] para la presión estática a un tiempo 1 y se divide entre la ecuación de flujo para la presión estática a un tiempo 2, se llega a la ecuación para determinar q_{omax} a un tiempo 2, con lo cual se puede utilizar la ecuación de Vogel directamente para preparar la curva de IPR.

$$q_{max2} = \left(\frac{P_{i2}}{P_i}\right)^3 * q_{max}$$

Ecuación 3.11

q_{max} = Tasa de petróleo máxima actual
q_{max2} = Tasa de petróleo máxima a futuro
P_i= Presión de yacimiento actual
P_{i2}= Presión de yacimiento futuro

Por lo tanto, solo se necesita una prueba de tiempo presente a partir de la cual se puede obtener q_{max} y P_i, se puede resolver para cualquier otra presión estática deseada P_{i2} y utilizando la ecuación de Vogel, se puede construir un curva completa IPR para un tiempo 2.

3.3 CALCULO DE LA DECLINACIÓN DE LA TASA DE PRODUCCIÓN A FUTURO.

Para determinar la declinación de la producción en el modelo, solo se analiza a presión de fondo fluyente constante en el pozo, con geometría de flujo radial, durante los periodos de transición y en estado pseudoestacionario[10].

[10] www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

Por lo tanto para el periodo transitorio se calcula tiempo adimensional para el final del periodo transitorio e inicio del abatimiento o periodo pseudoestacionario:

$$r_{wa} = r_w * e^{-S}$$

Ecuación 3.12

r_{wa} radio de pozo aparente [pies]

$$t_{Dpss} = 0.1 * \pi * \left(\frac{r_{eq}}{r_{wa}}\right)^2$$

Ecuación 3.13

r_{wa} Radio aparente de pozo [pies]
r_{eq} Radio equivalente de pozo [pies]

Por tanto el tiempo real será:

$$t_{pss} = \frac{t_{Dpss} * \varphi * \mu * c_{ti} * {r_{wa}}^2}{0.000264 * k_H}$$

Ecuación 3.14

t_{Dpss}	Tiempo adimensional
φ	Porosidad [fracción]
μ	Viscosidad del aceite [cp]
c_{ti}	Compresibilidad total
k_H	permeabilidad horizontal [md]
t	tiempo [horas]

Luego de tener el tiempo en el cual se inicia el abatimiento de presión, se listan los valores anteriores al tiempo de abatimiento y se calcula el tiempo adimensional:

$$t_D = \frac{0.000264 * k_H}{\varphi * \mu * c_{ti} * {r_{wa}}^2} * t$$

Ecuación 3.15

t_D Tiempo adimensional

φ porosidad [fracción]

μ Viscosidad del aceite [cp]

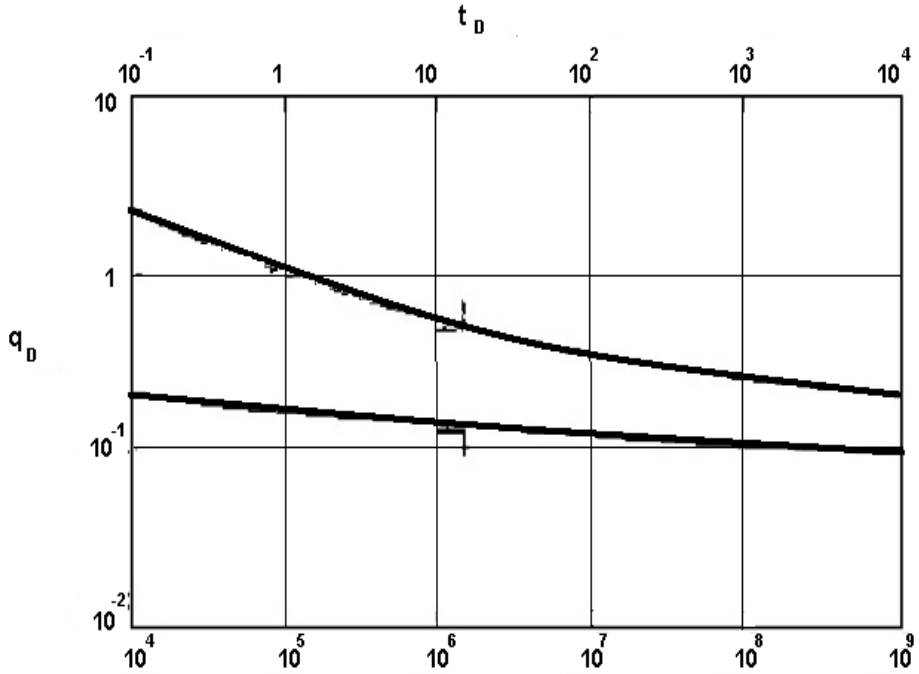
c_{ti} Compresibilidad total

k_H Permeabilidad horizontal [md]

t tiempo [horas]

Con el tiempo adimensional se obtiene la tasa de producción adimensional a partir de la grafica.

FIGURA 21. Solución para presión constante. Declinación transitoria



FUENTE: www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos

Y por ultimo se obtiene la tasa de producción en función del tiempo a presión de fondo fluyendo constante a partir de la siguiente ecuación:

$$q_o(t) = \frac{k_h * h * (p_i - p_{wf})}{141.2 * \mu * B} * q_D$$

Ecuación 3.16

q_o	Tasa de producción [BL/Dia]
μ	Viscosidad del aceite [cp]
k_H	Permeabilidad horizontal [md]
h	Espesor [pies]
P_i	Presión inicial [psia]
P_{wf}	Presión de fondo fluyente [psia]
B	Factor volumétrico [RB/STB]

Para el tiempo después del abatimiento de presión, el estado pseudoestacionario, se obtiene con la ecuación 3.15 el tiempo adimensional y se calcula q_D:

$$q_D = A * e^{-Bt_D}$$

Ecuación 3.17

Donde;

$$A = \frac{1}{ln\left(\frac{r_{eq}}{r_{wa}}\right) - 0.5}$$

Ecuación 3.18

$$B = \frac{2 * A}{\left(\frac{r_{eq}}{r_{wa}}\right)^2 - 1}$$

Ecuación 3.19

Y por ultimo se calcula la tasa de producción en función del tiempo:

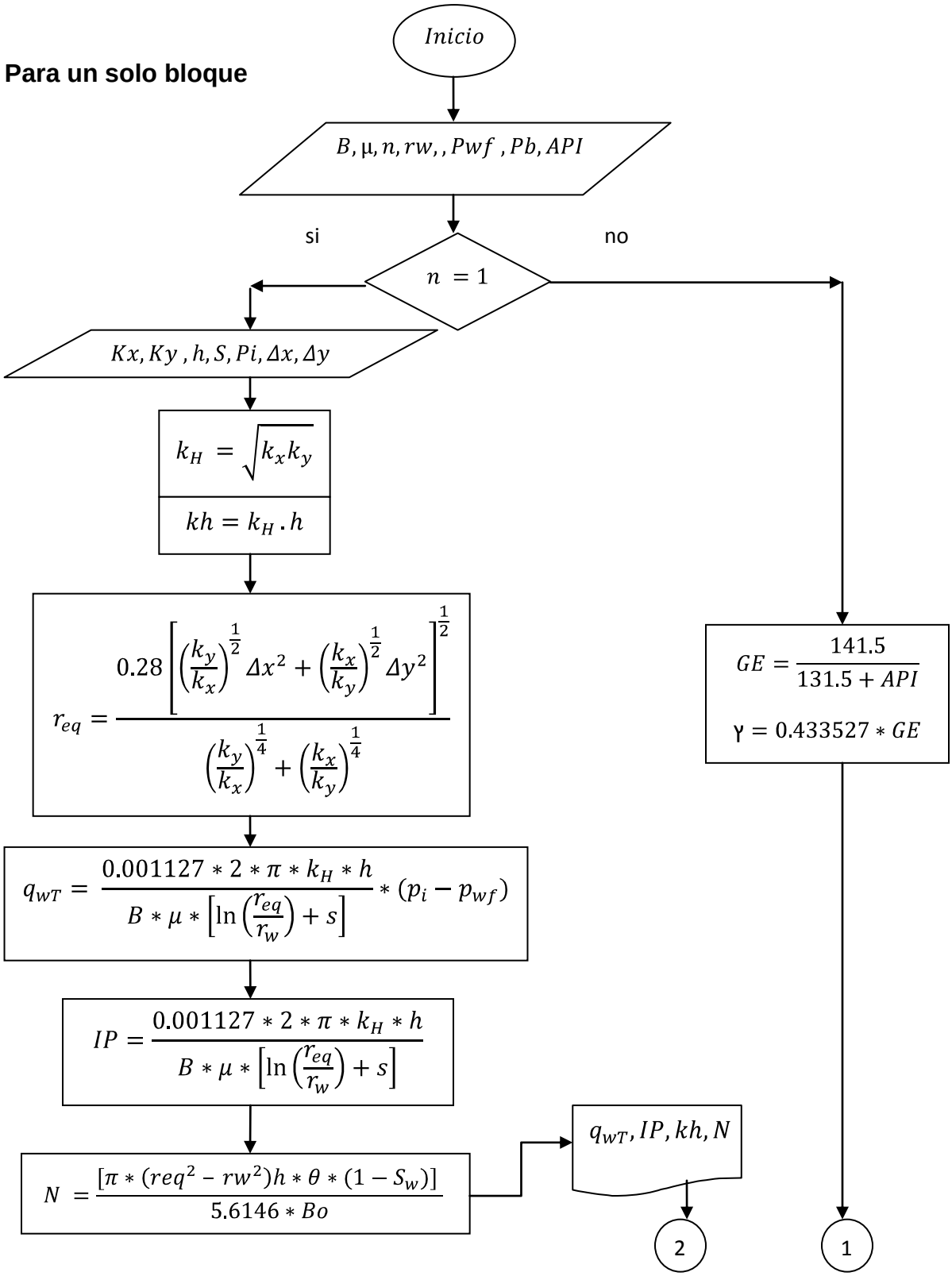
$$q_w(t) = \frac{k_h * h * (p_i - p_{wf})}{141.2 * \mu * B} * q_D$$

Ecuación 3.20

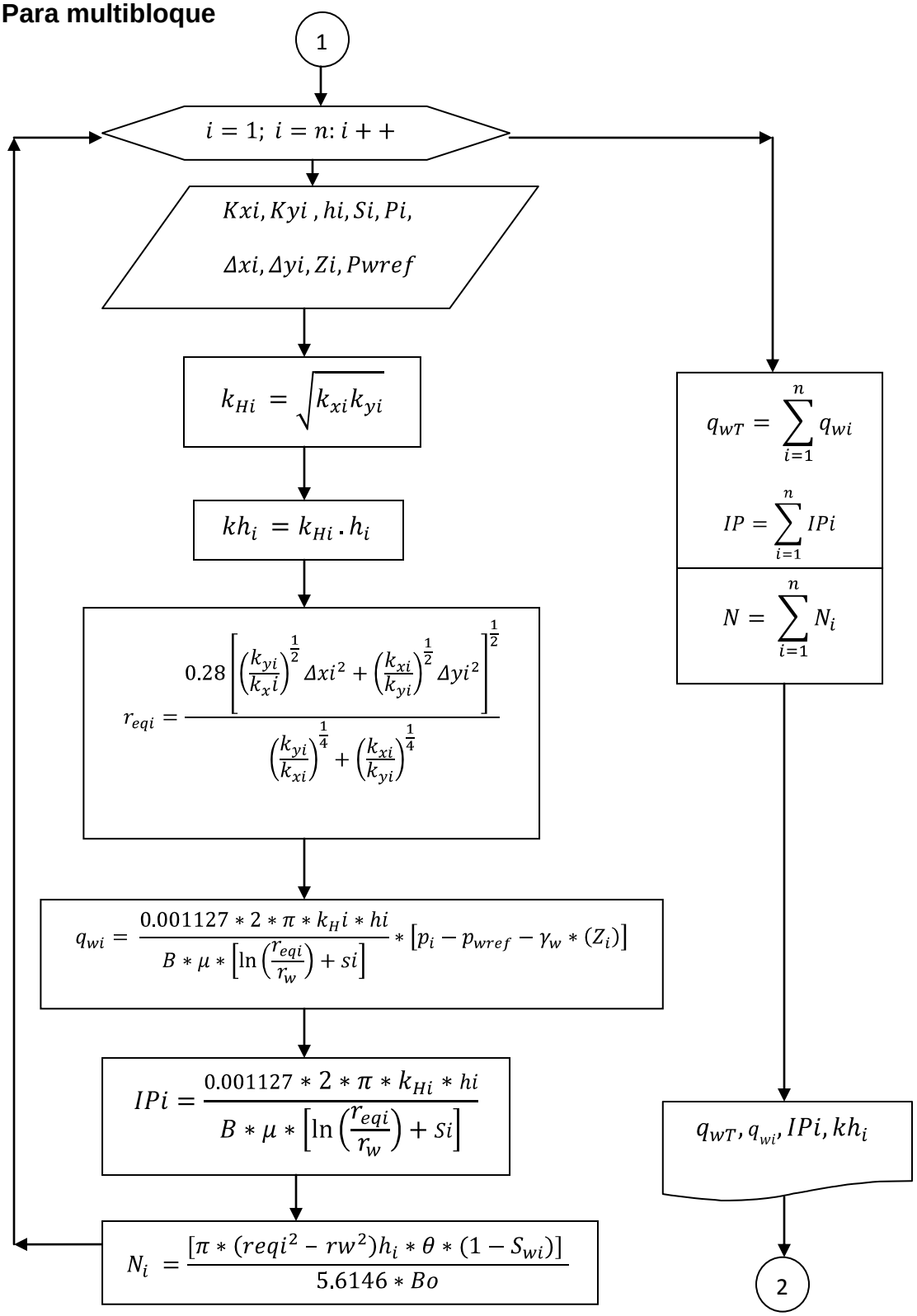
q_w	Tasa de producción [BL/Dia]
μ	Viscosidad del aceite [cp]
k_H	Permeabilidad horizontal [md]
h	Espesor [pies]
P_i	Presión inicial [psia]
P_{wf}	Presión de fondo fluyente [psia]
B	Factor volumétrico [RB/S]

3.4 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO DE POZO

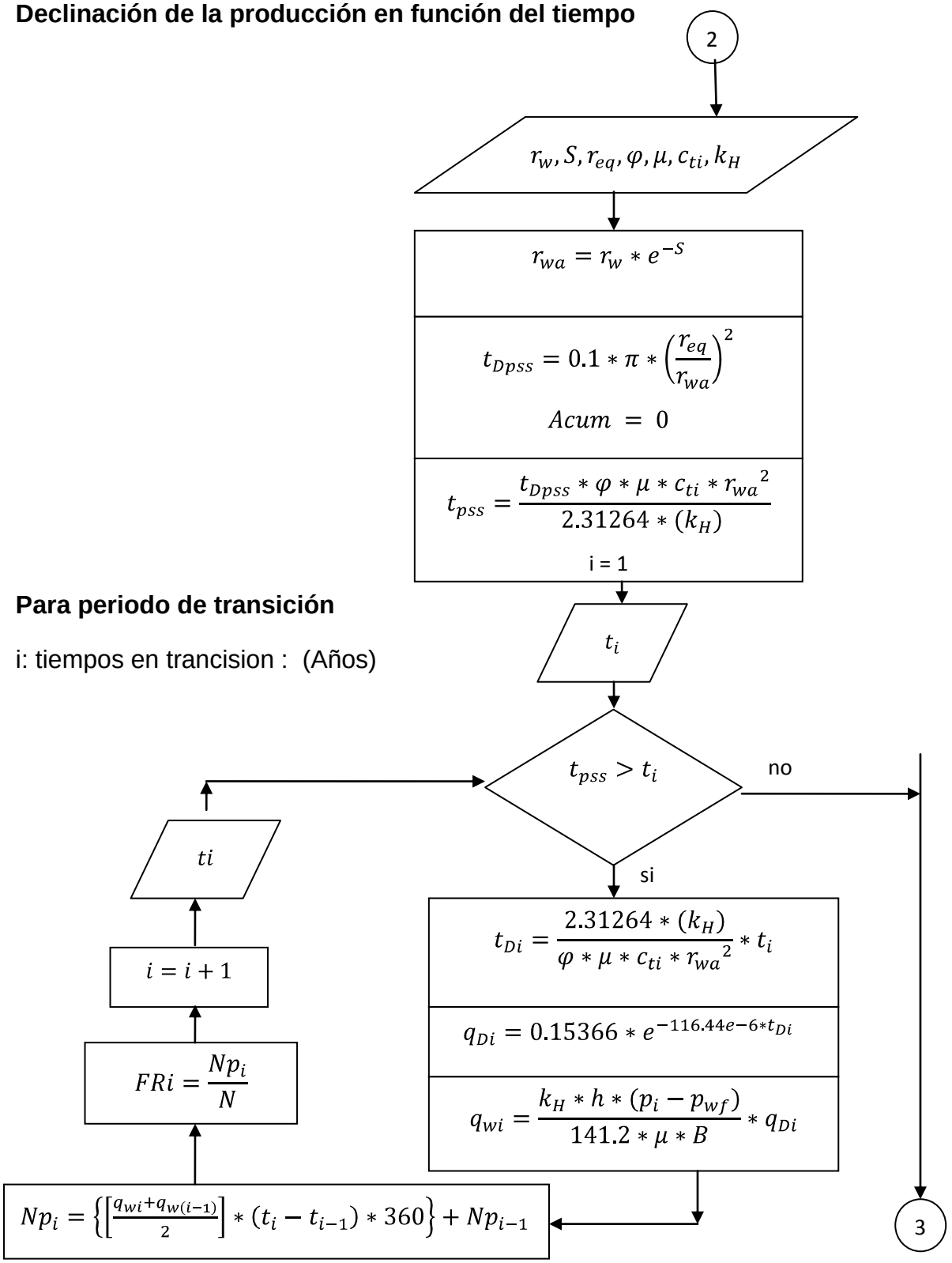
Para un solo bloque


Inicio
$B, \mu, n, rw, , Pwf\ , Pb, API$
si
no
$n = 1$
$Kx, Ky\ , h, S, Pi, \Delta x, \Delta y$
$k_H = \sqrt{k_x k_y}$
$kh = k_H . h$
$r_{eq} = \frac{0.28\left[\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{2}}\Delta x^2 + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{2}}\Delta y^2\right]^{\frac{1}{2}}}{\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{4}} + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{4}}}$
$GE = \frac{141.5}{131.5 + API}$
$\gamma = 0.433527 * GE$
$q_{wT} = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H * h}{B * \mu * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]} * (p_i - p_{wf})$
$IP = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H * h}{B * \mu * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]}$
$N = \frac{[\pi * (req^2 - rw^2)h * \theta * (1 - S_w)]}{5.6146 * Bo}$
q_{wT}, IP, kh, N
2
1

Para multibloque


1
$i = 1;\ i = n: i++$
$Kxi, Kyi, hi, Si, Pi,$
$\Delta xi, \Delta yi, Zi, Pwref$
$k_{Hi} = \sqrt{k_{xi} k_{yi}}$
$kh_i = k_{Hi} . h_i$
$r_{eqi} = \frac{0.28\left[\left(\frac{k_{yi}}{k_{xi}}\right)^{\frac{1}{2}} \Delta xi^2 + \left(\frac{k_{xi}}{k_{yi}}\right)^{\frac{1}{2}} \Delta yi^2\right]^{\frac{1}{2}}}{\left(\frac{k_{yi}}{k_{xi}}\right)^{\frac{1}{4}} + \left(\frac{k_{xi}}{k_{yi}}\right)^{\frac{1}{4}}}$
$q_{wi} = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H i * hi}{B * \mu * \left[\ln\left(\frac{r_{eqi}}{r_w}\right) + si\right]} * \left[p_i - p_{wref} - \gamma_w * (Z_i)\right]$
$IPi = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_{Hi} * hi}{B * \mu * \left[\ln\left(\frac{r_{eqi}}{r_w}\right) + Si\right]}$
$N_i = \frac{[\pi * (reqi^2 - rw^2) h_i * \theta * (1 - S_{wi})]}{5.6146 * Bo}$
$q_{wT} = \sum_{i=1}^{n} q_{wi}$
$IP = \sum_{i=1}^{n} IPi$
$N = \sum_{i=1}^{n} N_i$
$q_{wT}, q_{wi}, IPi, kh_i$
2

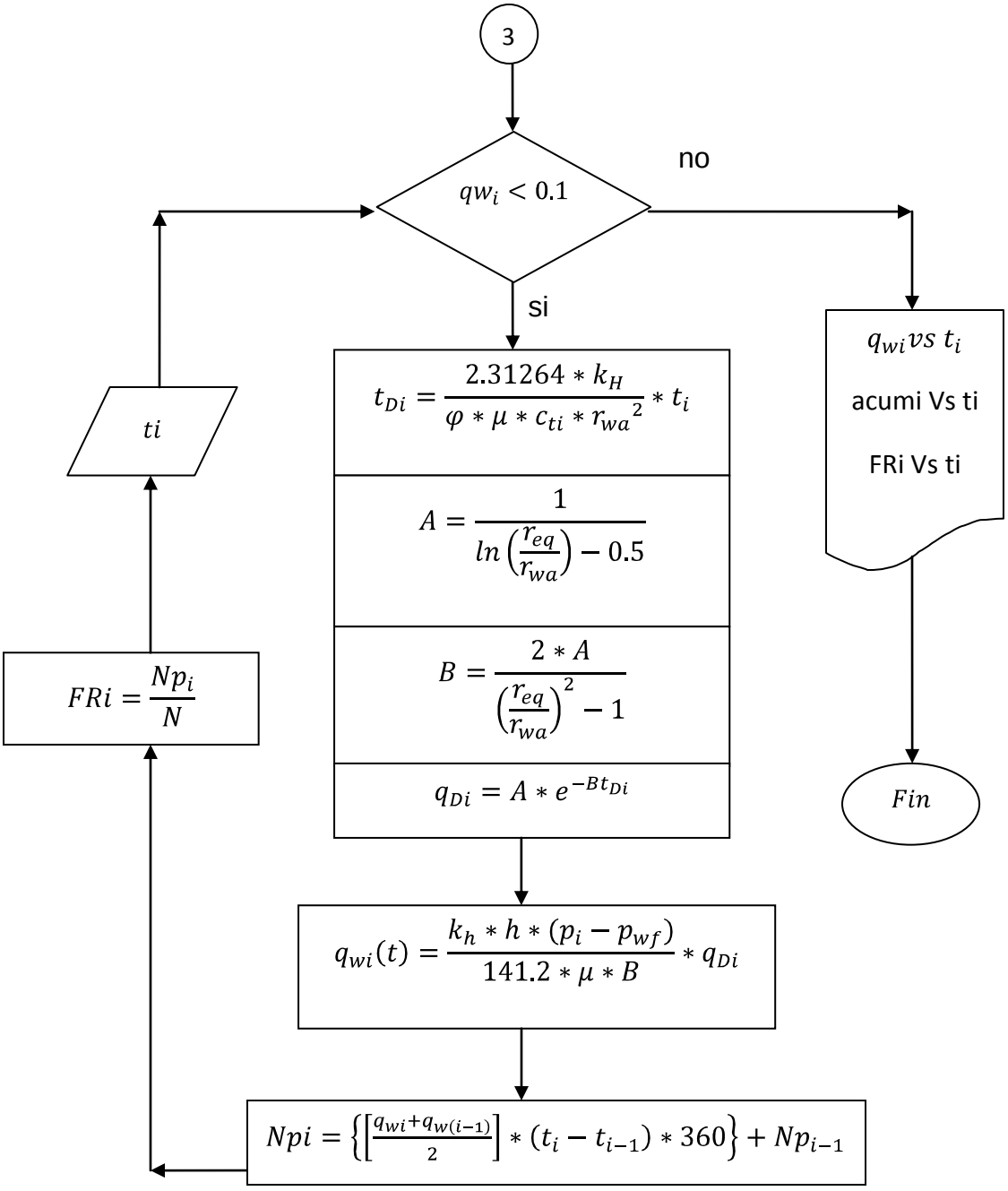
Declinación de la producción en función del tiempo


2
$r_w, S, r_{eq}, \varphi, \mu, c_{ti}, k_H$
$r_{wa} = r_w * e^{-S}$
$t_{Dpss} = 0.1 * \pi * \left(\frac{r_{eq}}{r_{wa}}\right)^2$
$Acum = 0$
$t_{pss} = \frac{t_{Dpss} * \varphi * \mu * c_{ti} * {r_{wa}}^2}{2.31264 * (k_H)}$
i = 1
t_i
$t_{pss} > t_i$
no
si
$t_{Di} = \frac{2.31264 * (k_H)}{\varphi * \mu * c_{ti} * {r_{wa}}^2} * t_i$
$q_{Di} = 0.15366 * e^{-116.44e-6*t_{Di}}$
$q_{wi} = \frac{k_H * h * (p_i - p_{wf})}{141.2 * \mu * B} * q_{Di}$
$Np_i = \left\{\left[\frac{q_{wi}+q_{w(i-1)}}{2}\right] * (t_i - t_{i-1}) * 360\right\} + Np_{i-1}$
$FRi = \frac{Np_i}{N}$
$i = i + 1$
ti
3

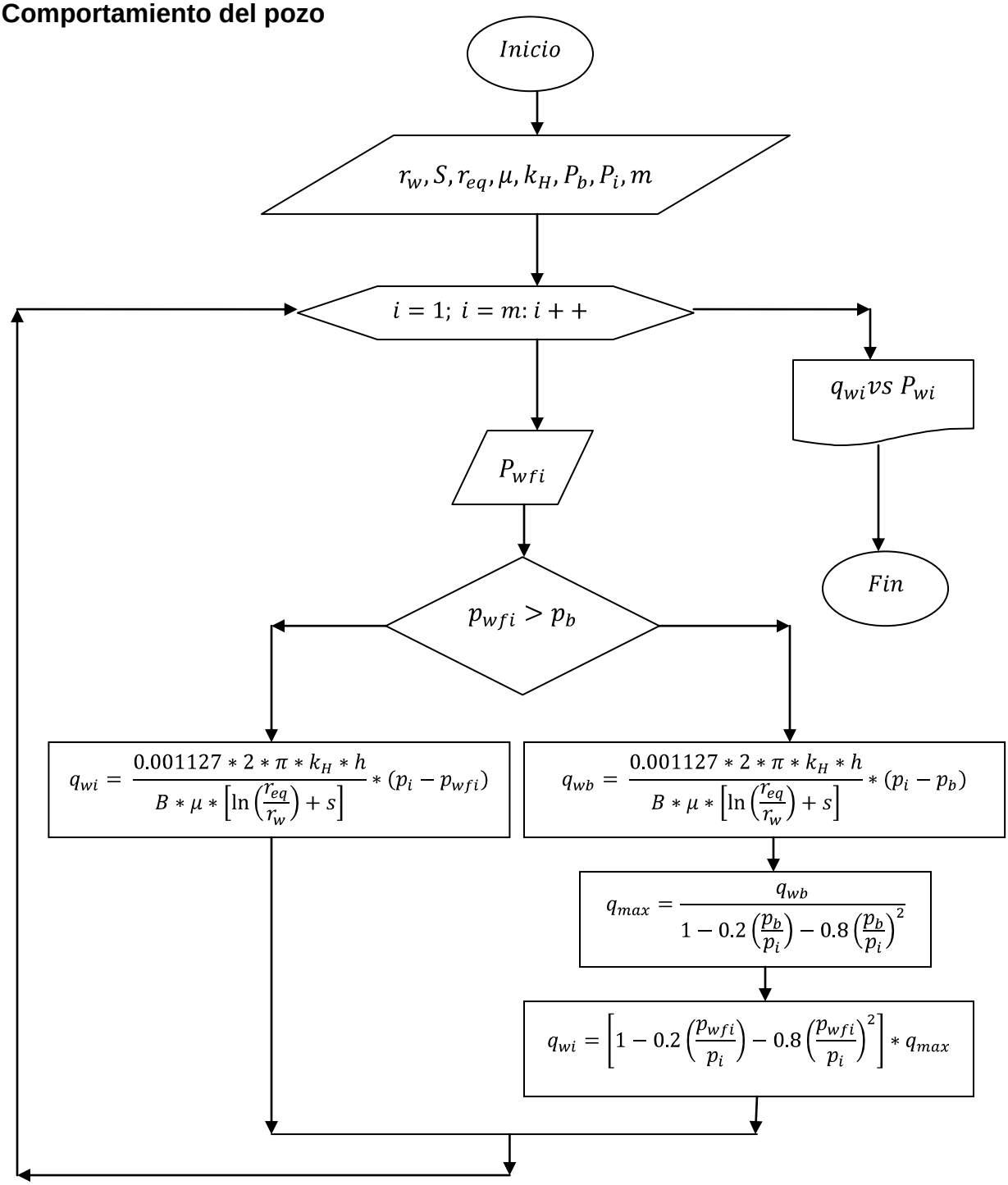
Para periodo de transición

i: tiempos en trancision : (Años)

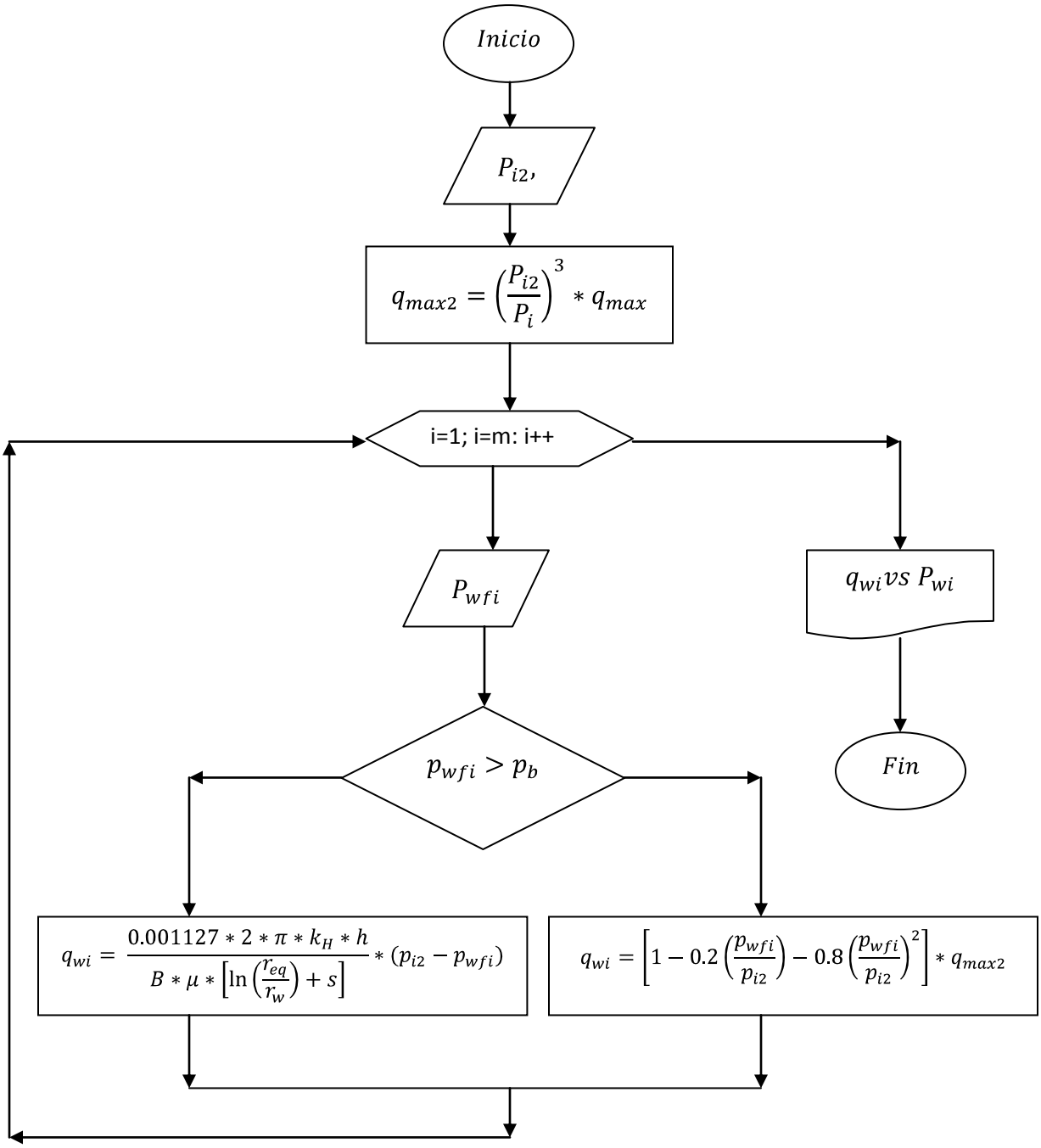
Para periodo pseudoestacionario


3
$qw_i < 0.1$
no
si
$q_{wi} vs\ t_i$
acumi Vs ti
FRi Vs ti
Fin
$t_{Di} = \frac{2.31264 * k_H}{\varphi * \mu * c_{ti} * {r_{wa}}^2} * t_i$
$A = \frac{1}{ln\left(\frac{r_{eq}}{r_{wa}}\right) - 0.5}$
$B = \frac{2 * A}{\left(\frac{r_{eq}}{r_{wa}}\right)^2 - 1}$
$q_{Di} = A * e^{-Bt_{Di}}$
$q_{wi}(t) = \frac{k_h * h * (p_i - p_{wf})}{141.2 * \mu * B} * q_{Di}$
$Npi = \left\{\left[\frac{q_{wi}+q_{w(i-1)}}{2}\right] * (t_i - t_{i-1}) * 360\right\} + Np_{i-1}$
$FRi = \frac{Np_i}{N}$
ti

Comportamiento del pozo


Inicio
$r_w, S, r_{eq}, \mu, k_H, P_b, P_i, m$
$i = 1;\ i = m: i++$
$q_{wi} vs\ P_{wi}$
P_{wfi}
Fin
$p_{wfi} > p_b$
$q_{wi} = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H * h}{B * \mu * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]} * (p_i - p_{wfi})$
$q_{wb} = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H * h}{B * \mu * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]} * (p_i - p_b)$
$q_{max} = \frac{q_{wb}}{1 - 0.2\left(\frac{p_b}{p_i}\right) - 0.8\left(\frac{p_b}{p_i}\right)^2}$
$q_{wi} = \left[1 - 0.2\left(\frac{p_{wfi}}{p_i}\right) - 0.8\left(\frac{p_{wfi}}{p_i}\right)^2\right] * q_{max}$

Comportamiento del pozo futuro


Inicio
P_{i2},
$q_{max2} = \left(\frac{P_{i2}}{P_i}\right)^3 * q_{max}$
i=1; i=m: i++
P_{wfi}
$q_{wi} vs\ P_{wi}$
$p_{wfi} > p_b$
Fin
$q_{wi} = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H * h}{B * \mu * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]} * (p_{i2} - p_{wfi})$
$q_{wi} = \left[1 - 0.2\left(\frac{p_{wfi}}{p_{i2}}\right) - 0.8\left(\frac{p_{wfi}}{p_{i2}}\right)^2\right] * q_{max2}$

4. RESULTADOS OBTENIDOS POR EL MODELO DE POZO

4.1. EJEMPLOS DE MODELO DE POZO APLICADOS A LA HERRAMIENTA

Para la evaluación de la metodología desarrollada en el presente trabajo de investigación, se establecieron diferentes casos estudios, cuyos resultados mostrados por el modelo de pozo propuesto en la herramienta de Matlab se presentan a continuación. Para la aplicación en la cual se evalúa el modelo de Peaceman, se tomo como ejemplo base de la literatura, el capitulo seis del libro "Petroleum Reservoir Simulation A Basic Approach"[5], donde se toman los siguientes datos:

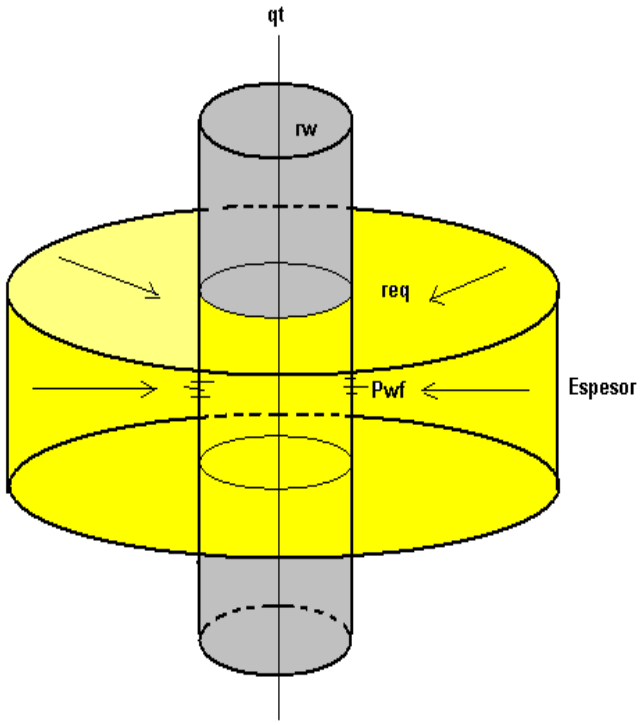
Tabla 3: Datos modelado de pozo en un solo bloque.

Bo =	1	RB/STB	Factor volumétrico
μ =	2	cP	Viscosidad
r_w =	0.291	Pies	Radio del pozo
Δx =	208	Pies	Dimensión de la celda en x
Δy =	832	Pies	Dimensión de la celda en y
h =	30	Pies	Espesor de la capa
kx =	0.1	Darcys	Permeabilidad en x
ky =	0.225	Darcys	Permeabilidad en y
S =	0		Daño del pozo
P_i =	3000	Psia	Presión en el bloque
P_{wf} =	2000	Psia	Presión de fondo fluyente

FUENTE: Jamal H. Abou-Kassem .S. M. Farouq Ali .M. Rafiq Islam. Petroleum Reservoir Simulation A Basic Approach **.**2006 Gulf Publishing Company, Houston, Texas.Pagina 187 - 190

[6] ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

FIGURA 22. Modelo de pozo del ejemplo aplicado a la herramienta en Matlab



FUENTE: Los autores

Tabla 4: Resultados obtenidos para el modelo de un solo bloque:

r_{eq} =	99.521	Pies	Radio equivalente
k_H =	0.15	Darcys	Permeabilidad Horizontal
q_w =	2731.58	STB/dia	Tasa de producción del pozo
K*h=	4500	md-Pie	Producto K*h
IP	2.7315	BLS/dia*psia	Índice del pozo

FUENTE: Los autores.

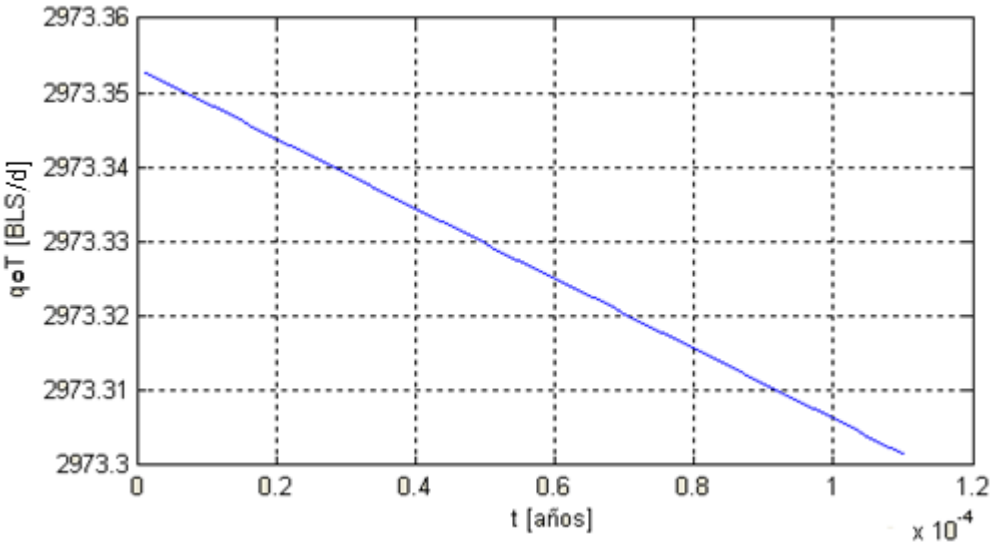
Tabla 5: Resultados de la literatura para el modelo de un solo bloque:

r_{eq} =	99.521	Pies	Radio equivalente
k_H =	0.15	Darcys	Permeabilidad Horizontal
q_w =	2731.51	STB/dia	Tasa de producción del pozo
K*h=	450	md-Pie	Producto K*h
IP	2.7315	BLS/dia*psia	Indice del pozo

FUENTE: Jamal H. Abou-Kassem .S. M. Farouq Ali .M. Rafiq Islam. Petroleum Reservoir Simulation A Basic Approach .2006 Gulf Publishing Company, Houston, Texas.Pagina 187 - 190.

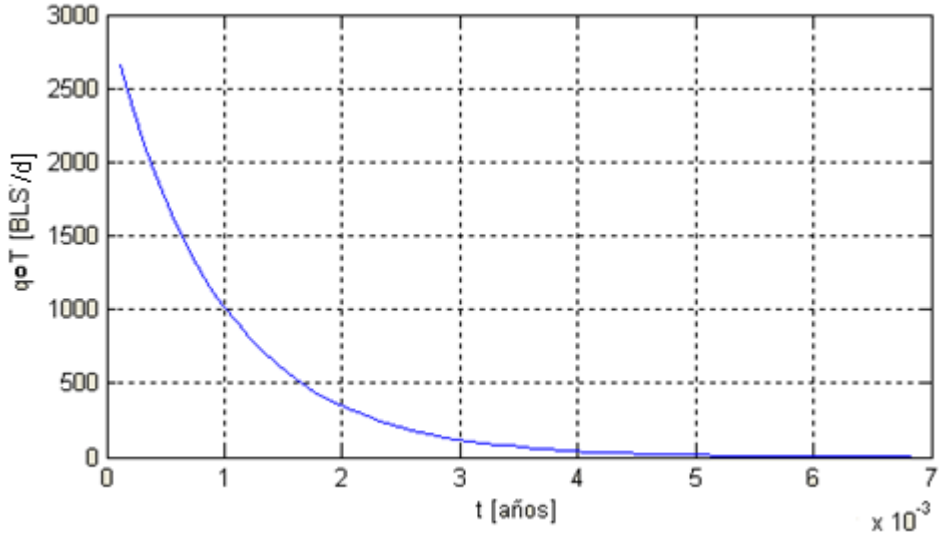
Los resultados con la herramienta desarrollada en Matlab son iguales a los de la literatura. A continuación se muestran los resultados obtenidos para la declinación de la producción en periodos de transición y estado pseudoestacionario.

FIGURA 23: Declinación de la producción en periodo de transición para el ejemplo aplicado.



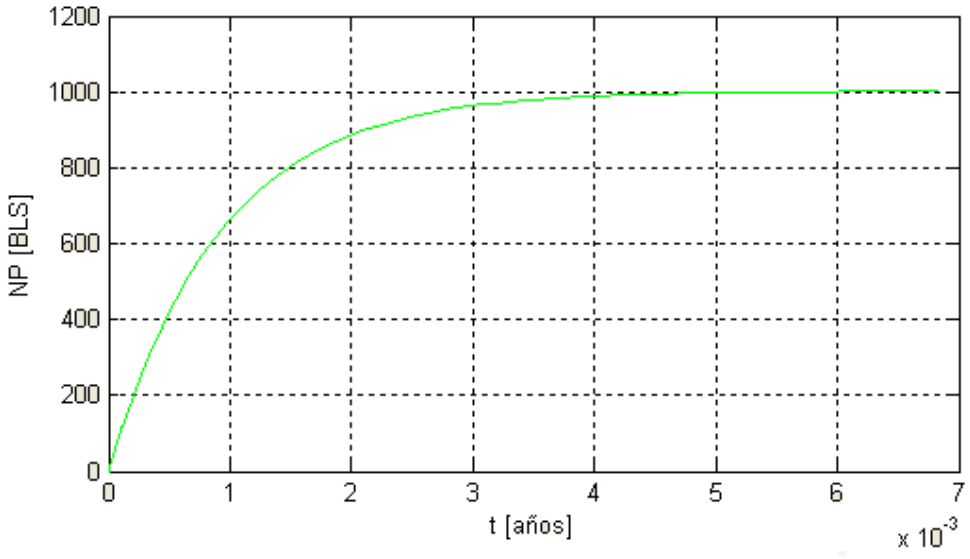
FUENTE: Los autores.

FIGURA 24: Declinación de la producción en periodo de pseudoestable para el ejemplo aplicado.



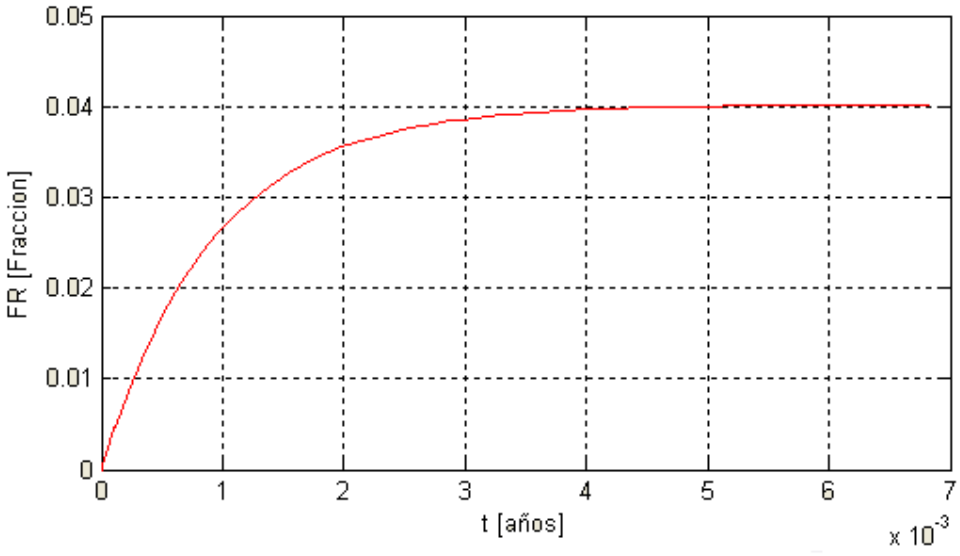
FUENTE: Los autores.

FIGURA 25: Petróleo producido para el ejemplo aplicado.



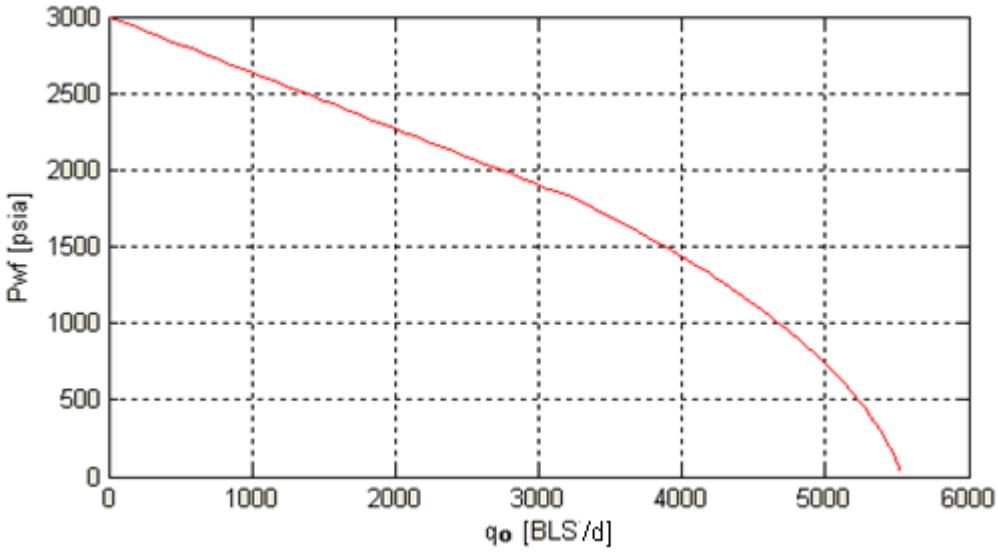
FUENTE: Los autores.

FIGURA 26: Factor de recobro para el ejemplo aplicado.



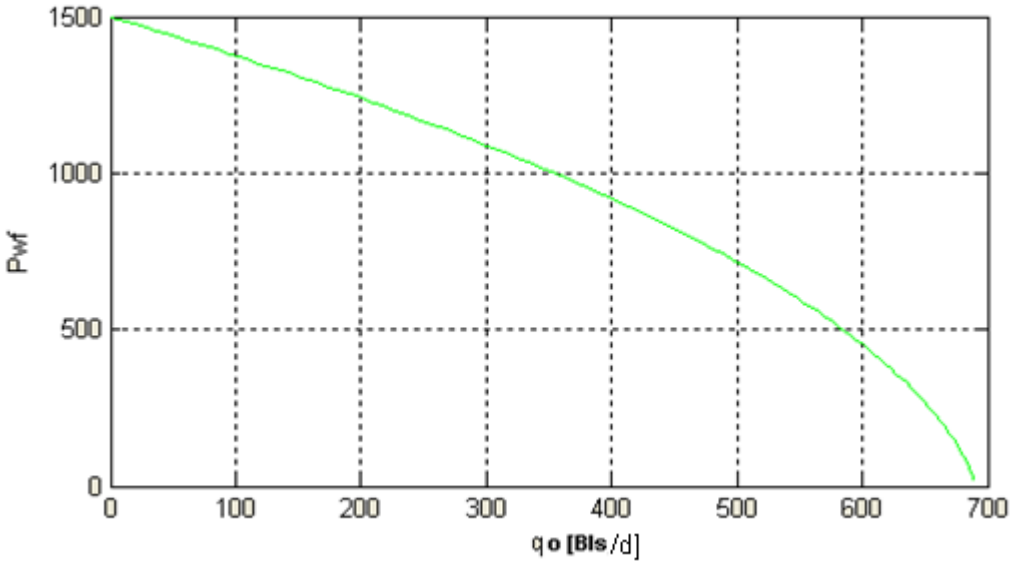
FUENTE: Los autores.

FIGURA 27: Comportamiento del pozo (IPR) para el ejemplo aplicado.



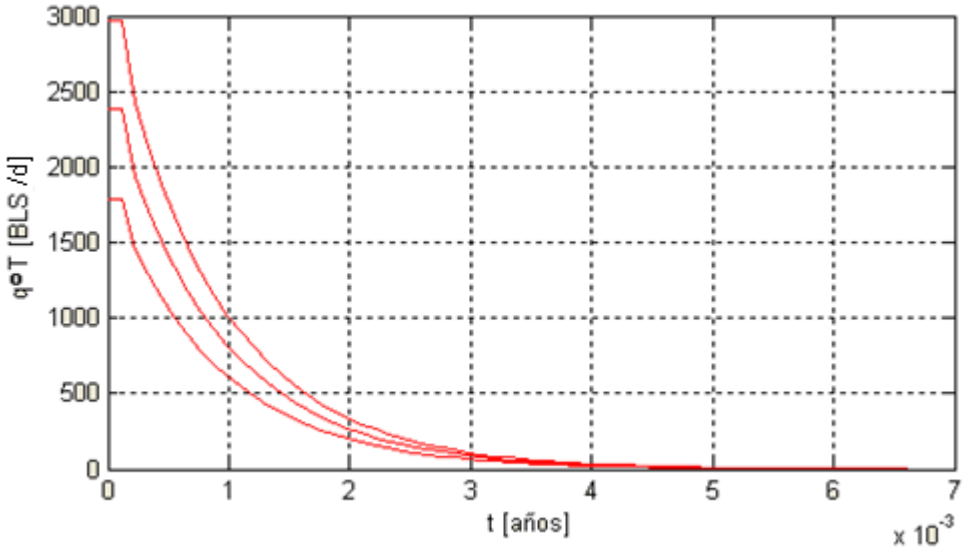
FUENTE: Los autores.

FIGURA 28: Comportamiento a futuro del pozo para el ejemplo aplicado.



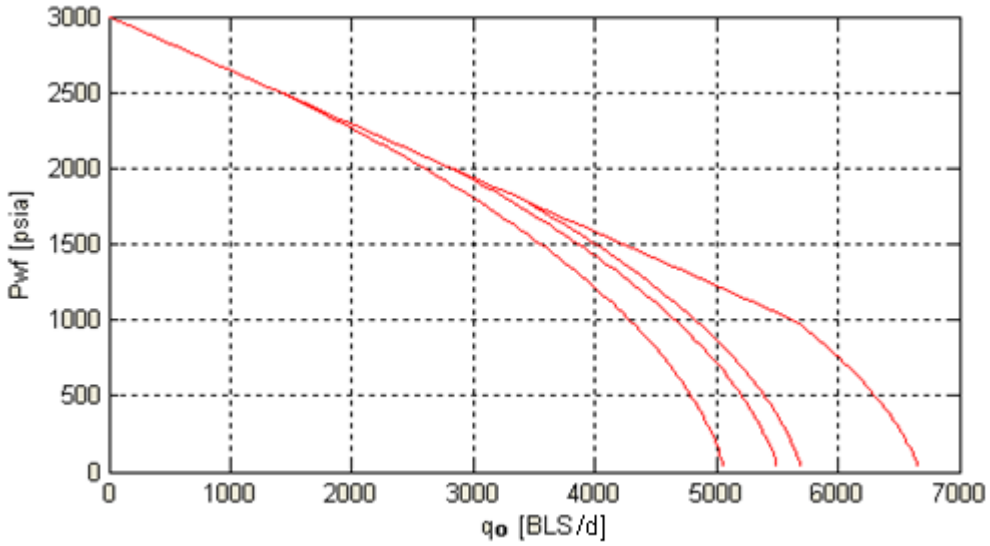
FUENTE: Los autores.

FIGURA 29: Sensibilización de la tasa de producción al disminuir la presión de fondo del pozo para el ejemplo aplicado.



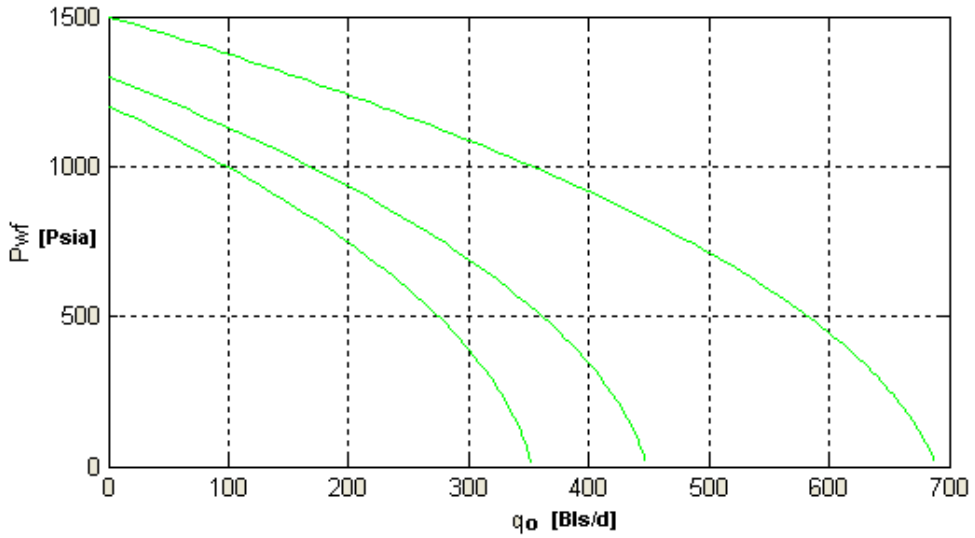
FUENTE: Los autores

FIGURA 30: Sensibilización del comportamiento de pozo al disminuir la presión de fondo para el ejemplo aplicado.



FUENTE: Los autores

FIGURA 31: Sensibilización del comportamiento de pozo al disminuir la presión del bloque para el ejemplo aplicado.



FUENTE: Los autores

Otro ejemplo de aplicación para modelar un pozo multibloque se tomo como referencia del capitulo seis del libro “Petroleum Reservoir Simulation A Basic Approach”[5], donde se toman los siguientes datos:

Tabla 6: Datos para el modelado de pozo en multibloque.

Bo =	1	RB/STB	Factor volumétrico
μ =	0.5	cP	Viscosidad
r_w =	0.291	Pies	Radio del pozo
S =	0		Daño del pozo
P_{wfref} =	3693.8	Psia	Presión de fondo fluyente
n =	2		Numero de bloques
API =	10		Gravedad API

Δx [Pies]	**Δy [Pies]**	**h [Pies]**	**Kx [Darcys]**	**Ky [Darcys]**	**Z [Pies]**	**P**
16.1354	16.1354	15	0.15	0.15	15	3812.5
16.1354	16.1354	7.5	0.15	0.15	0	3789.7

FUENTE: Jamal H. Abou-Kassem .S. M. Farouq Ali .M. Rafiq Islam. Petroleum Reservoir Simulation A Basic Approach **.**2006 Gulf Publishing Company, Houston, Texas.Pagina 196-197

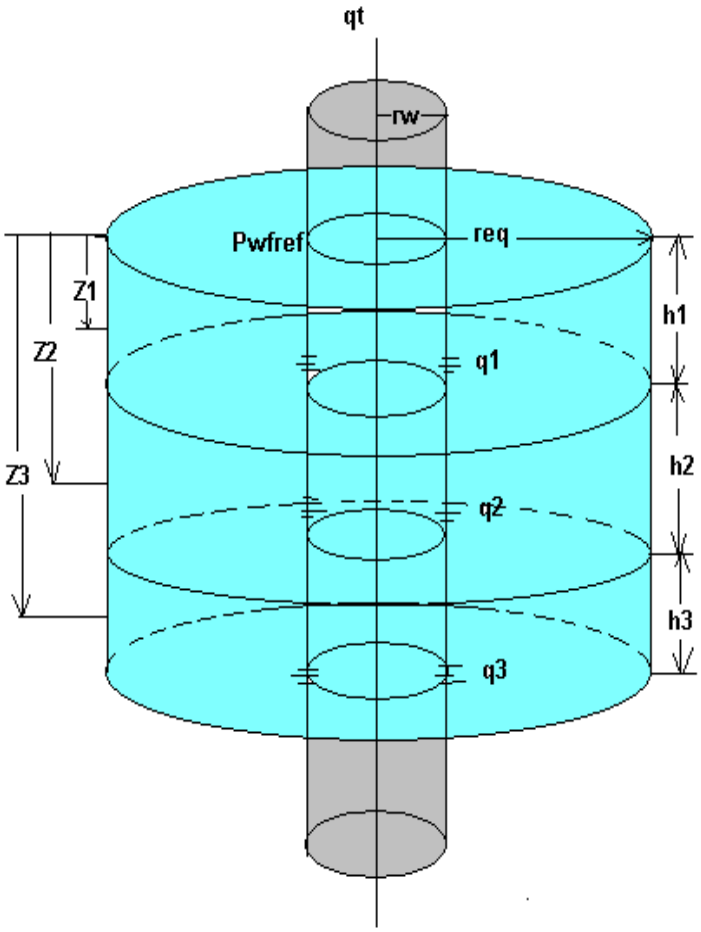
Tabla 7: Resultados obtenidos para el modelo de pozo multibloque

r_{eq} =	3.2047	Pies	Radio equivalente
k_H =	0.15	Darcys	Permeabilidad Horizontal
q_{wT} =	2002.53	STB/dia	Tasa de producción del pozo
q_{n1}	1401.56	STB/dia	Tasa para el bloque 1

q_{n2}	598.97	STB/dia	Tasa para la bloque 2
$K*h_1$	2250	md-Pie	Producto K*h
$K*h_2$	1125	md-Pie	Producto K*h

FUENTE: Los autores

FIGURA 32: Modelo de pozo al ejemplo aplicado en la herramienta de Matlab para multibloque



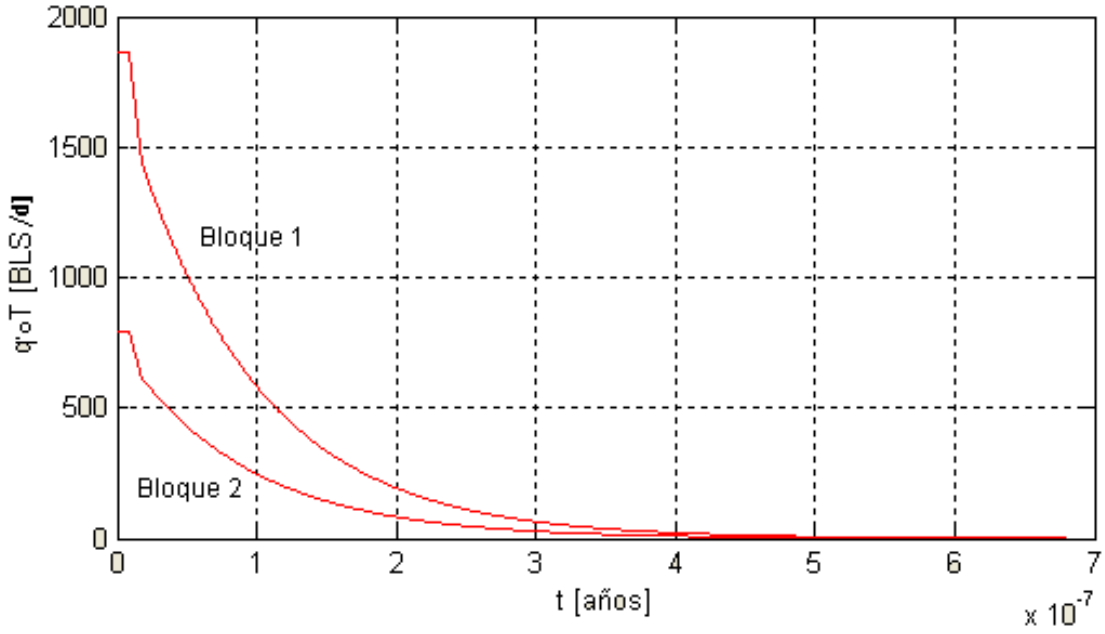
FUENTE: Los autores

Tabla 8: Resultados de la literatura para el modelo de pozo multibloque

r_{eq} =	3.2047	ft	Radio equivalente
k_H =	0.15	Darcys	Permeabilidad Horizontal
q_{wT} =	2000.53	STB/dia	Tasa de producción del pozo
q_{n1}	1401.56	STB/dia	Tasa para el bloque 1
q_{n2}	598.97	STB/dia	Tasa para la bloque 2
K*h	18.7374	mD-Pie	Producto K*h

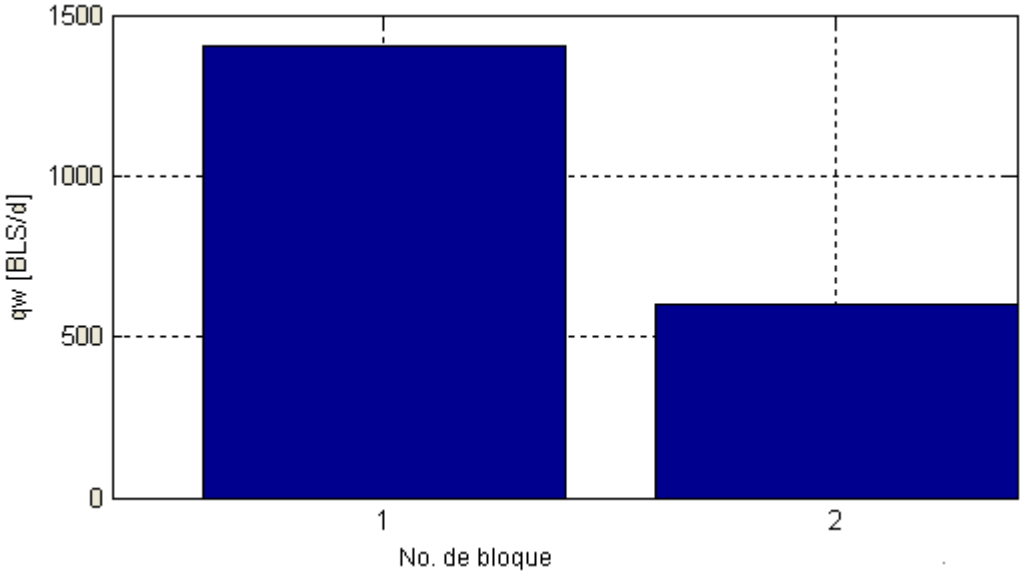
FUENTE: Jamal H. Abou-Kassem .S. M. Farouq Ali .M. Rafiq Islam. Petroleum Reservoir Simulation A Basic Approach .2006 Gulf Publishing Company, Houston, Texas.Pagina 196-197

FIGURA 33: Tasa de producción multibloque para el ejemplo aplicado.



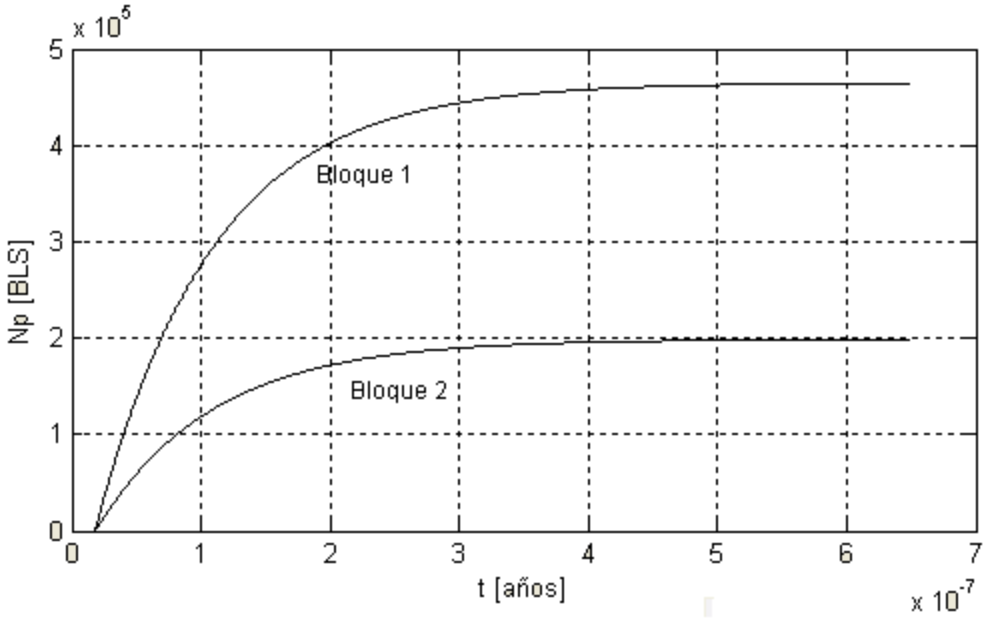
FUENTE: Los autores

FIGURA 34: Tasa de producción por bloque en barras para el ejemplo aplicado.



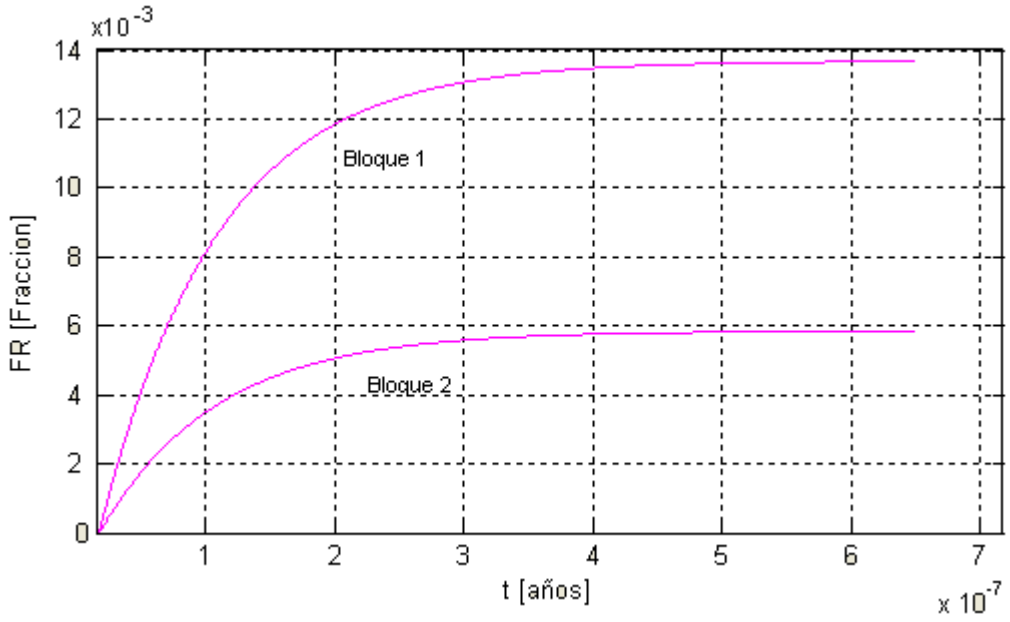
FUENTE: Los autores

FIGURA 35: Petróleo producido por bloque para el ejemplo aplicado.



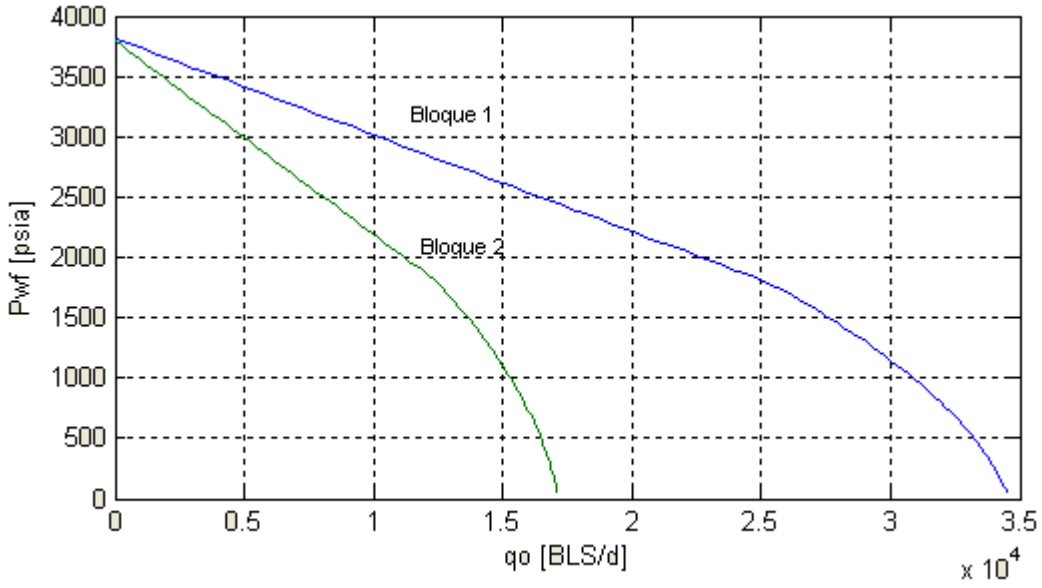
FUENTE: Los autores

FIGURA 36: Factor de recobro por bloque para el ejemplo aplicado.



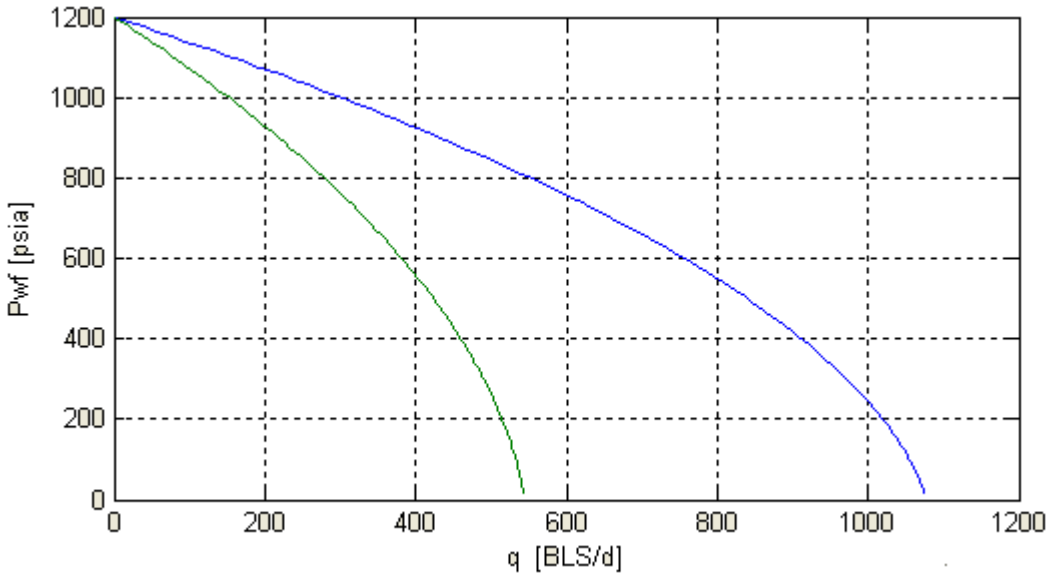
FUENTE: Los autores

FIGURA 37: Comportamiento del pozo por bloque para el ejemplo aplicado.



FUENTE: Los autores

FIGURA 37: Comportamiento del pozo futuro por bloque para el ejemplo aplicado.



FUENTE: Los autores

Los anteriores ejemplos aplicados a la herramienta son comprobados con ejemplos resueltos de libros en la literatura, donde se calculan mas parámetros para la evaluación y análisis del pozo.

4.2 COMPARACIÓN DEL MODELO DE POZO ELABORADO Y LA HERRAMIENTA SCHEDULE DEL ECLIPCE PARA LA VALIDACION.

Esta evaluación se realizo con la finalidad de estudiar la aplicabilidad del modelo de pozo, planteado en el Capítulo 3, para una configuración de pozo vertical.

Adicionalmente, se busco evaluar la funcionalidad de la metodología desarrollada comparando los resultados obtenidos con la herramienta SCHEDULE.

En este caso se trabajo con un tipo de pozo vertical cuya configuración se muestra en las figura 38.

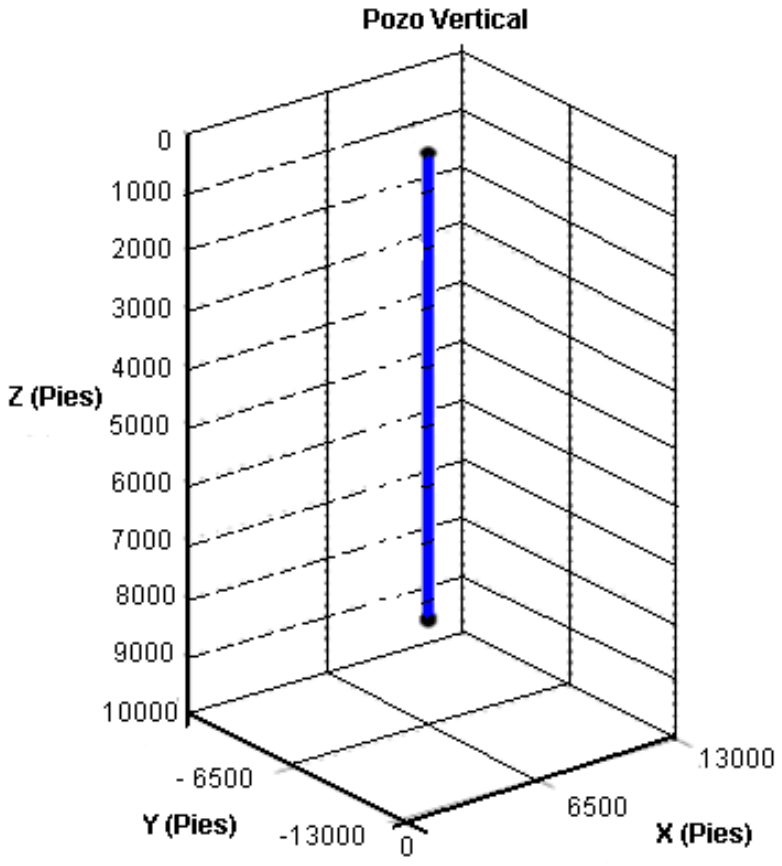
Tabla 9. Datos del yacimiento para el modelo de simulación son:

Profundidad del pozo [Pies]	8000
Presión de fondo fluyente [psia]	4500
Profundidad del contacto agua-petróleo [Pies]	10000
POES promedio [MMSTB]	263,43
Porosidad promedio [fracción]	0.18
Permeabilidad promedio, kx [mD]	130
Permeabilidad promedio, ky [mD]	130
Longitud perforada [Pies]	10

Presión de referencia [psia]	4300
Factor volumétrico de formación del petróleo [bbl/STB]	1,00
Viscosidad del petróleo [cP]	1,00
Gravedad API del petróleo	45,5
Compresibilidad total de la formación [pies/psia]	55.0E-05

FUENTE: ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

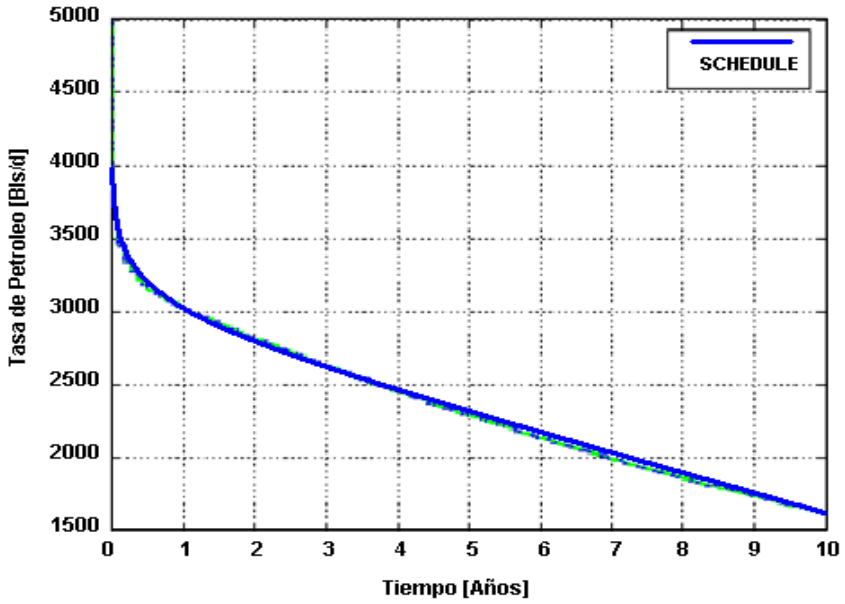
FIGURA 38. Configuración del pozo vertical utilizado para la evaluación de la metodología desarrollada.



FUENTE: ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

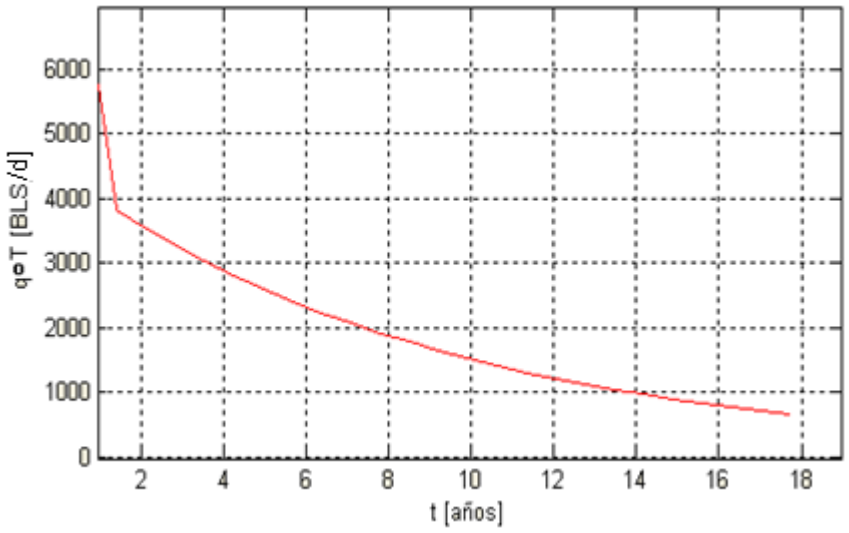
A continuación se muestran las figuras 39 a la 44 como resultados obtenidos por la herramienta schedule del Eclipce en comparación con el modelo de Peaceman implementado en Matlab.

FIGURA 39: Tasa de producción obtenida por la herramienta SCHEDULE.



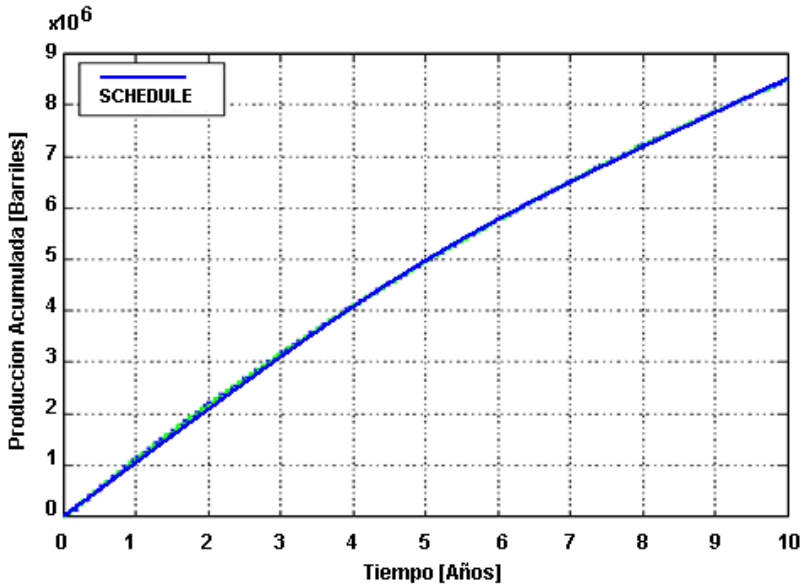
FUENTE: ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

FIGURA 40: Tasa de producción del modelo propuesto obtenido por la herramienta en Matlab



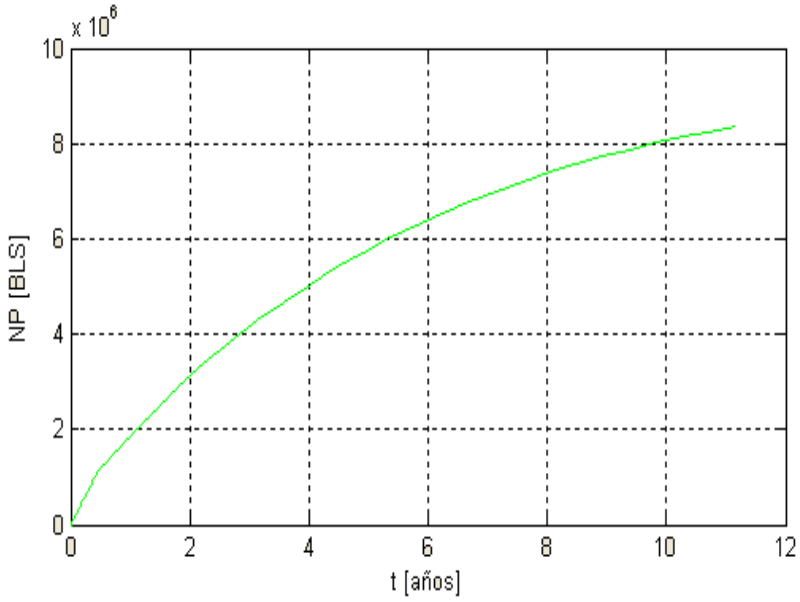
FUENTE: Los autores.

FIGURA 41: Petróleo acumulado obtenida por la herramienta SCHEDULE.



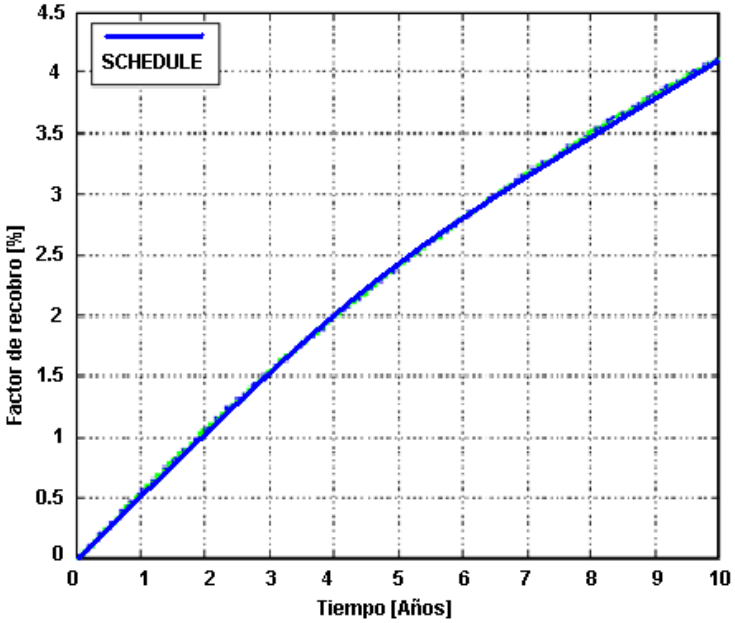
FUENTE: ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

FIGURA 42: Tasa de producción del modelo propuesto obtenido por la herramienta en Matlab



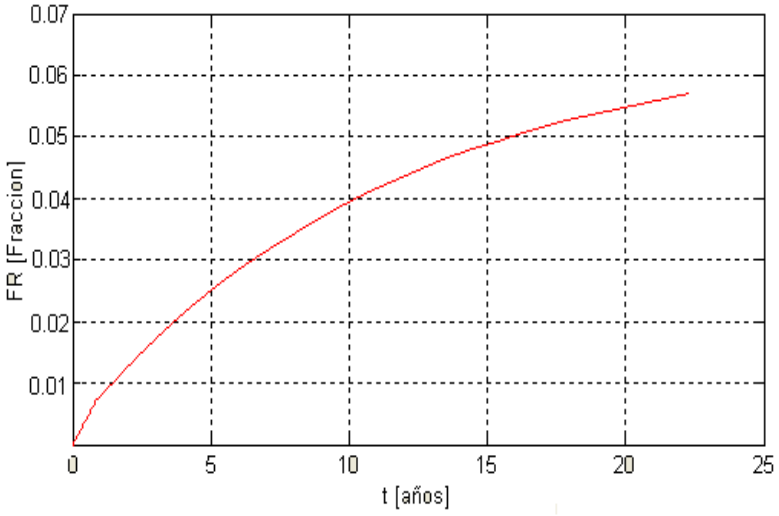
FUENTE: Los autores.

FIGURA 43: Factor de Recobro obtenido por la herramienta SCHEDULE.



FUENTE: ORDOÑEZ B. ANY C. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

FIGURA 44: Factor de Recobro del modelo propuesto obtenido por la herramienta en Matlab



FUENTE: Los autores.

De estos gráficos se puede observar que para los dos modelos utilizados (Peaceman-Schedule) existen algunas pequeñas diferencias en los resultados, debido a que el modelo planteado en la literatura simula con datos de presión obtenidos del yacimiento en general utilizando métodos numéricos mediante un modelo estocástico y técnicas geoestadísticas, mientras que el modelo propuesto solo toma en cuenta variables que intervienen en el pozo y sus alrededores.

Los resultados del proceso de simulación para el pozo vertical se muestran en las figuras 39 a 44. Aquí se presenta la tasa de producción de petróleo, la producción acumulada de petróleo y el factor de recobro del yacimiento como una función del tiempo para los dos modelos utilizados.

CONCLUSIONES

1. El empleo del modelo de pozo propuesto es adecuado para obtener una respuesta del comportamiento y la producción del pozo ya que se valida con datos reales y confiables que tienen una gran aproximación al modelo.

2. La correcta determinación de los parámetros que definen el modelo de pozo implementado en los simuladores de yacimientos, juega un papel fundamental en el modelaje del comportamiento de producción de los pozos, ya que estos parámetros se ven directamente afectados por la variabilidad de las propiedades del yacimiento en las cercanías del pozo y la configuración del mismo.

3. El modelo de pozo propuesto por Peaceman sólo resulta aplicable para el caso de pozos verticales que están completados en el espesor total de la zona productora.

4. La metodología desarrollada en este trabajo permite obtener una herramienta alternativa para la determinación de los parámetros de pozo que deben definirse en una corrida de simulación.

5. Este flujo de trabajo proporciona una valiosa ayuda para los ingenieros de yacimientos en la gerencia y toma de decisiones, reduciendo las posibilidades de errores debido a la intervención humana, mientras que maximiza el empleo de los datos disponibles del yacimiento y el uso de herramientas computacionales para la caracterización de pozos en yacimientos.

RECOMENDACIONES

- Plantear modelos de pozo para medio heterogéneo y con diferentes tipos de fluido donde se pueda determinar la capacidad de entrega y producción a futuro del pozo.

- Se debe tener en cuenta las limitaciones que presentan cada una de las ecuaciones empleadas en el modelo, ya que presentan condiciones para coordenadas de flujo radial, medio poroso homogéneo, penetración completa de la capa, flujo estable o pseudoestable, etc.

BIBLIOGRAFIA

1. **CRAFT, B. C.HAWKINS.** Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos. 1968

2. **DONALD W. PEACEMAN**. Interpretation of well-block pressures in numerical.reservoir simulation. Paper SPE 6893 presented at the SPE-AIME 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition, June 1978.

3. **DONALD W. PEACEMAN.** Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropy permeability SPE Journal, (SPE 10528), June 1983.

4. **JONES SHU.** Comparasion of Various Techinques for Computing Well Index. Master of Science, Stanford University, August 2005.

5. **JAMAL H. ABOU-KASSEM .S. M. FAROUQ ALI .M. RAFIQ ISLAM**. Petroleum Reservoir Simulation A Basic Approach **.**2006 Gulf Publishing Company, Houston, Texas.

6. **ORDOÑEZ B. ANY C**. Modelo de pozo en simulación numérica de yacimientos, Universidad Central de Venezuela, Junio 2007.

7. **OSORIO GALLEGO, JOSE GILDARDO.** Modelamiento de pozos en simulacion de yacimientos. Junio 3 de 2007

8. **TURGAY E,ABBU KASSEM JAMAL,KING GREGORY.** Basic Applied Reservoir Simulation**.** SPE Texbook Volumen 7, 2001.

9. **WELL PRODUCTIVITY HANDBOOK**. Boyun Guo,Kai Sun,Ali Ghalambor,2008.

10. **www.energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=819**

11. **www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos**

ANEXOS

Anexo 1. Scrib de la programacion

```
clc
clear
pozo
pozo2
pozo3
-------------------------------------------------------
clear
clc
%%%%%DIAGRAMA DE FLUJO DE MODELO DE POZO%%%%%%%%%%
B=input('FACTOR VOLUMETRICO [BLS/STB]=  ');
theta=input('POROSIDAD[FRACCION]=  ');
miu=input('VISCOSIDAD [CP]=  ');
API=input('API=  ');
n=input('NUMERO DE BLOQUES =  ');
Sw=input('SATURACION DE AGUA [FRACCION]=  ');
rw=input('RADIO DEL POZO [PIES]=  ');
%load datos
if n==1
    Pwref=input('PRESION DE FONDO FLUYENTE [PSIA]=  ');
    Kx=input('PERMEABILIDAD EN X [MILIDARCYS]=  ');
    Ky=input('PERMEABILIDAD EN Y [MILIDARCYS]=  ');
    h=input('ESPESOR [PIES]=  ');
    S=input('DAÑO DEL POZO =  ');
    Pi=input('PRESION DEL BLOQUE [PSIA]=  ');
    deltax=input('LONGITUD DEL BLOQUE EN X [PIES]=  ');
    deltay=input('LONGITUD DEL BLOQUE EN Y [PIES]=  ');
    kH=sqrt(Kx*Ky);
    kh=kH*h;

req=.28*sqrt((deltax^2)*sqrt(Ky/Kx)+(deltay^2)*sqrt(Kx/Ky))/((Ky/Kx)^0.25+(Kx/
Ky)^0.25);
    qwT=.001127*2*pi*kH*h*(Pi-Pwref)/(B*miu*(log(req/rw)+S));
    IP=.001127*2*pi*kH*h/(B*miu*(log(req/rw)+S));
    N=pi*((req^2)-(rw^2))*h*theta*(1-Sw)/(5.6146*B);
    fprintf('\n')
    fprintf('MODELO DE POZO EN UN BLOQUE \n')
    fprintf('TASA DE PRODUCCION DEL POZO [BLS/DIA]=%f\n',qwT)
    fprintf('INDICE DEL POZO [BLS/PSIA*DIA]=%f\n',IP)
    fprintf('PRODUCTO K*H [PIES*DARCY]=%f\n',kh)
    fprintf('RESERVA [BLS]=%f\n',N)
else
    Pwref=input('PRESION DE FONDO FLUYENTE DE REFERENCIA = ');
    GE=141.5/(131.5+API);
```

```
    gamma=0.433527*GE;

    for i=1:n
        clc
        fprintf('MODELO DE POZO EN VARIOS BLOQUES \n')
        fprintf('i=%d\n',i)
        Kx=input('PERMEABILIDAD EN X [DARCYS]=  ');
        Ky=input('PERMEABILIDAD EN Y [DARCYS]=  ');
        h=input('ESPESOR DEL BLOQUE [PIES]=  ');
        S=input('DAÑO =  ');
        Pi=input('PRESION DEL BLOQUE [PSIA]=  ');
        Zi=input('DISTANCIA BLOQUE SUPERIOR AL BLOQUE A CALCULAR [PIES]=  ');
        deltax=input('LONGITUD DEL BLOQUE EN X [PIES]=  ');
        deltay=input('LONGITUD DEL BLOQUE EN Y [PIES]=  ');
        kH(i)=sqrt(Kx*Ky);
        kh(i)=kH(i)*h;

req(i)=.28*sqrt((deltax^2)*sqrt(Ky/Kx)+(deltay^2)*sqrt(Kx/Ky))/((Ky/Kx)^0.25+(
Kx/Ky)^0.25);
        qw(i)=.001127*2*pi*kH(i)*h*(Pi-Pwref-
gamma*Zi)/(B*miu*(log(req(i)/rw)+S));
        IP(i)=.001127*2*pi*kH(i)*h/(B*miu*(log(req(i)/rw)+S));
        N=pi*((req(i)^2)-(rw^2))*h*theta*(1-Sw)/(5.6146*B);
    end
    req=sum(req)/n;
    qwT=sum(qw);
    N=sum(N);
    kH=sum(kH)/n;
    clc
    fprintf('MODELO DE VARIAS CAPAS \n')
    fprintf('TASA DE PRODUCCION DEL POZO [BLS/DIA]=%f\n',qwT)
    fprintf('i\t\tqwi\t\t  khi\n')
    fprintf('%d\t%f\t%f\t\n',[[1:n];qw;kh]);
end
disp('enter para continuar!')
pause
clc


clc
%%%%DECLINACION DE LA PRODUCCION EN FUNCION DEL TIEMPO%%%%%%
% rw=input('rw=  ');
% S=input('S=  ');
% req=input('req=  ');
% phi=input('phi=  ');
% miu=input('miu=  ');
cti=input('COMPRESIBILIDAD TOTAL [PIES/PSIA]=  ');
% kH=input('kH=  ');
phi=theta;
rwa=rw*exp(-S);
tDpss=0.1*pi*(req/rwa)^2;acum(1)=0;
tpss=tDpss*phi*miu*cti*rwa^2/(2.28096*kH);
%load matlab
%-----------------------------------------
```

```
%          GRAFICA
%-----------------------------------------
%se puedn cambiar x e y
x
=[0.1;1;10;100;1d3;1d4;2.07d4;2.07d5;4.15d5;8.29d5;1.24d6;1.45d6;1d7;1d8;1d9];

y =[2.3;1;0.7;0.4;0.3;0.2;0.182;0.15;.144;.14;.133;.13;0.128;0.127;0.126];

func=fit(x,y,'exp1');%verificar func
c=coeffvalues(func);
a=c(1);%a=0.153659498;
b=c(2);%b=-0.0000001164435286;
%-----------------------------------------
i=1;
clc
%fprintf('i=%d\n',i)
%t(i)=input('TIEMPO [AÑOS](i)=  ');
acum2=0;
t(1)=tpss/100;
while tpss>t(i)
    tD(i)=(2.28096*kH/(phi*miu*cti*rwa^2))*t(i);
    qD(i)=a*exp(b*tD(i));
    qw(i)=(kH*h*(Pi-Pwref)/(141.2*miu*B))*qD(i);
    i=i+1;
    clc
    fprintf('i=%d\n',i)
    %t(i)=input('TIEMPO [AÑOS](i)=  ');
    acum2=acum2+t(1);
    t(i)=acum2;
    %t(i)=T(i);
end
tD(i)=(2.28096*kH/(phi*miu*cti*rwa^2))*t(i);
qD(i)=a*exp(b*tD(i));
Q =(kH*h*(Pi-Pwref)/(141.2*miu*B))*qD(i);
%----------------------------------------
figure('Name','DECLINACION DE LA TASA DE PRODUCCION DEL
POZO','NumberTitle','off')
subplot(2,2,1)
grid
plot(t,[qw,Q])
title('PERIODO DE TRANSICION')
q1=[qw,Q];
t1=t;
%----------------------------------------
tt=t(i);
xlabel('t [Años]')
ylabel('qw [BLS/DIA]')
grid
clear t qw
i=1;
t(i)=tt;
while Q >0.1
    tD(i)=(2.28096*kH/(phi*miu*cti*rwa^2))*t(i);
```

```
    A=1/(log(req/rwa)-0.5);
    BB=2*A/(((req/rwa)^2)-1);
    qD(i)=A*exp(-BB*tD(i));
    qw(i)=(kH*h*(Pi-Pwref)/(141.2*miu*B))*qD(i);
    Np(i)=qw(i);
    acum(i+1)=acum(i)+Np(i);
    FR(i)=acum(i)/N;
    clc
    %fprintf('qw=%d\n',Q)
    %fprintf('i=%d\n',i)
    %t(i+1)=input('TIEMPO [AÑOS](i)=  ');
    t(i+1)=t(i)+t(1);
    Q=qw(i);
    i=i+1;
end
q2=qw;
t2=t(1:i-1);
subplot(2,2,2)
plot(t(1:i-1),qw)
title('PERIODO PSEUDOESTABLE')
xlabel('t [Años]')
ylabel('qw [BLS/DIA]')
grid
% integracion de qw
qw=[q1,q2];
t=[t1,t2];
k=numel(qw);
Np=0;
for i=1:k-1
    Np=(0.5*(qw(i)+qw(i+1))*(t(i+1)-t(i))*360)+Np;
    NN(i)=Np;
end
subplot(2,2,3:4)
plot([t1,t2(2:numel(t2))],[q1,q2(2:numel(t2))],'g')
xlabel('t [años]')
ylabel('qw [BLS/DIA]')
grid
FR=NN/N;
figure('Name','FACTOR DE RECOBRO','NumberTitle','off')
plot([t1,t2(2:numel(t2))],FR,'r')
xlabel('t [años]')
ylabel('Factor de Recobro [Fraccion]')
grid
figure('Name','PETROLEO PRODUCIDO','NumberTitle','off')
plot([t1,t2(2:numel(t2))],NN,'r')
ylabel('Np [BLS]')
xlabel('t [años]')
grid


%--------------COMPORTAMIENTO DEL POZO------------------
clc
 disp('COMPORTAMIENTO DEL POZO')
 disp('Enter para continuar')
```

```
 pause
% rw=input('rw= ');
% req=input('req= ');
% miu=input('miu= ');
% kH=input('kH= ');
 Pb=input('Pb= ');
% Pi=input('Pi= ');
 m=input('m= ');
%load datostres
clear qw
for i=1:m
    clc
    fprintf('i=%d\n',i)
    Pwf(i)=input('Pwf= ');
    if Pwf(i)>Pb
        qw(i)=0.001127*2*pi*kH*h*(Pi-Pwf(i))/(B*miu*(log(req/rw)+S));
    else
        qwb=0.001127*2*pi*kH*h*(Pi-Pb)/(B*miu*(log(req/rw)+S));
        qmax=qwb/(1-0.2*(Pb/Pi)-0.8*(Pb/Pi)^2);
        qw(i)=(1-0.2*(Pwf(i)/Pi)-.8*(Pwf(i)/Pi)^2)*qmax;
    end
end
figure('Name','Comportamiento del pozo','NumberTitle','off')
plot(qw,Pwf)
grid
xlabel('qw')
ylabel('Pw')
%-------------COMPORTAMIENTO DEL POZO FUTURO-------------------
clc
 disp('COMPORTAMIENTO DEL POZO')
 disp('Enter para continuar')
 pause
% rw=input('rw= ');
% req=input('req= ');
% miu=input('miu= ');
% kH=input('kH= ');
 Pb=input('PRESION DE BURBUJA [PSIA]= ');
% Pi=input('Pi= ');
%m=input('NUMERO DE DATOS DE ENTRADA= ');
m=Pi/100;
acum1=0;
%load datostres
clear qw
for i=1:100
    clc
    %fprintf('i=%d\n',i)
    %Pwf(i)=input('Pwf [PSIA]= ');
    Pwf(i)=Pi-acum1;
    acum1=acum1+m;
    if Pwf(i)>Pb
        qw(i)=0.001127*2*pi*kH*h*(Pi-Pwf(i))/(B*miu*(log(req/rw)+S));
    else
        qwb=0.001127*2*pi*kH*h*(Pi-Pb)/(B*miu*(log(req/rw)+S));
        qmax=qwb/(1-0.2*(Pb/Pi)-0.8*(Pb/Pi)^2);
```

```
        qw(i)=(1-0.2*(Pwf(i)/Pi)-.8*(Pwf(i)/Pi)^2)*qmax;
    end
end
figure('Name','COMPORTAMIENTO DEL POZO','NumberTitle','off')
plot(qw,Pwf)
grid
xlabel('qw [BLS/DIA]')
ylabel('Pwf [PSIA]')
%-------------COMPORTAMIENTO DEL POZO FUTURO-------------------
clc
clear qw
disp('COMPORTAMIENTO DEL POZO FUTURO')
disp('Enter para continuar')
pause
Pi2=input('PRESION FUTURA DEL YACIMIENTO [PSIA]=  ');
m=Pi2/100;
acum1=0;
qmax2=qmax*(Pi2/Pi)^3;
for i=1:100
    clc
    %fprintf('i=%d\n',i)
    %Pwf(i)=input('Pwf [PSIA]= ');
    Pwf(i)=Pi2-acum1;
    acum1=acum1+m;
    if Pwf(i)>=Pb
       qw(i)=0.001127*2*pi*kH*h*(Pi2-Pwf(i))/(B*miu*(log(req/rw)+S));
    else
       qw(i)=(1-0.2*(Pwf(i)/Pi2)-.8*(Pwf(i)/Pi2)^2)*qmax2;
    end
end
figure('Name','COMPORTAMIENTO DEL POZO FUTURO','NumberTitle','off')
plot(qw,Pwf(1:i))
grid
xlabel('qw [BLS/DIA]')
ylabel('Pwf [PSIA]')
```

MANUAL DEL USUARIO

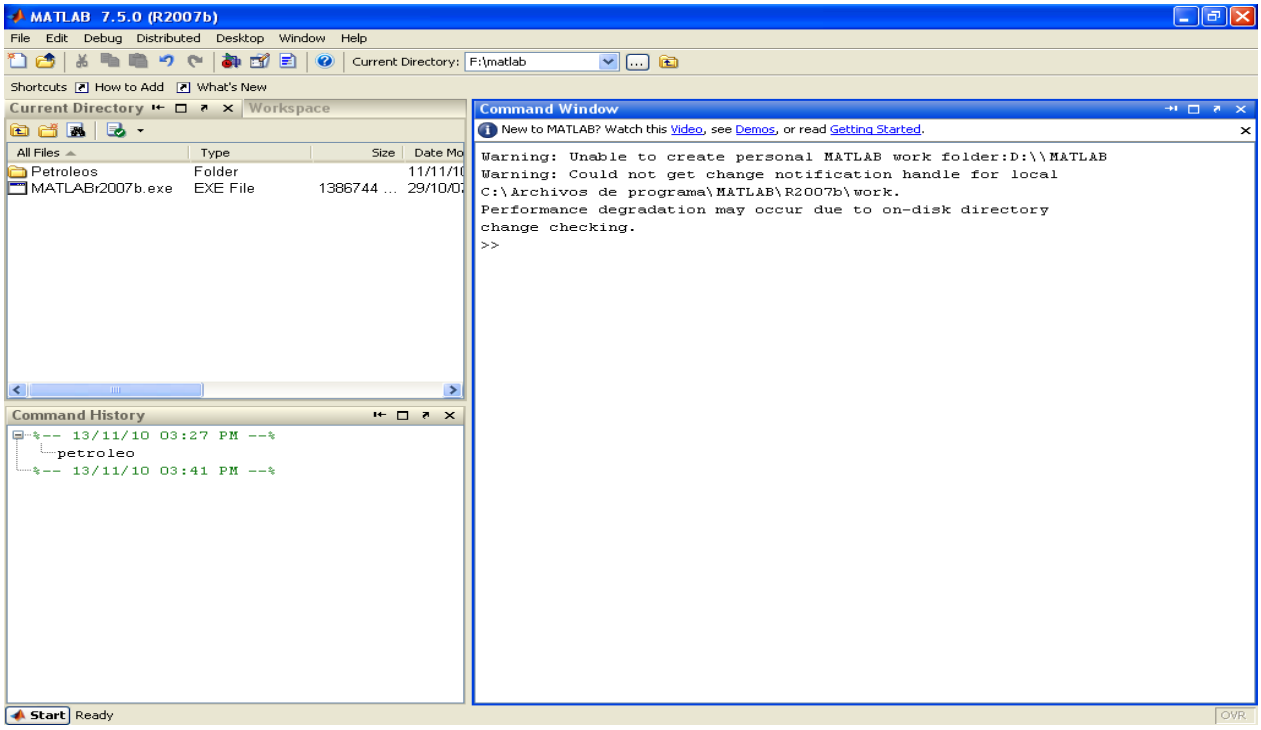
La herramienta desarrollada emplea una interfaz grafica de usuario de estilo intuitivo y no se necesita gran capacitación para su ejecución teniendo presente que los usuarios conozcan el lenguaje del área de petróleos .Se ejecuta desde un archivo de aplicación portable de Matlab.

Tabla 10: Requisitos de la herramienta

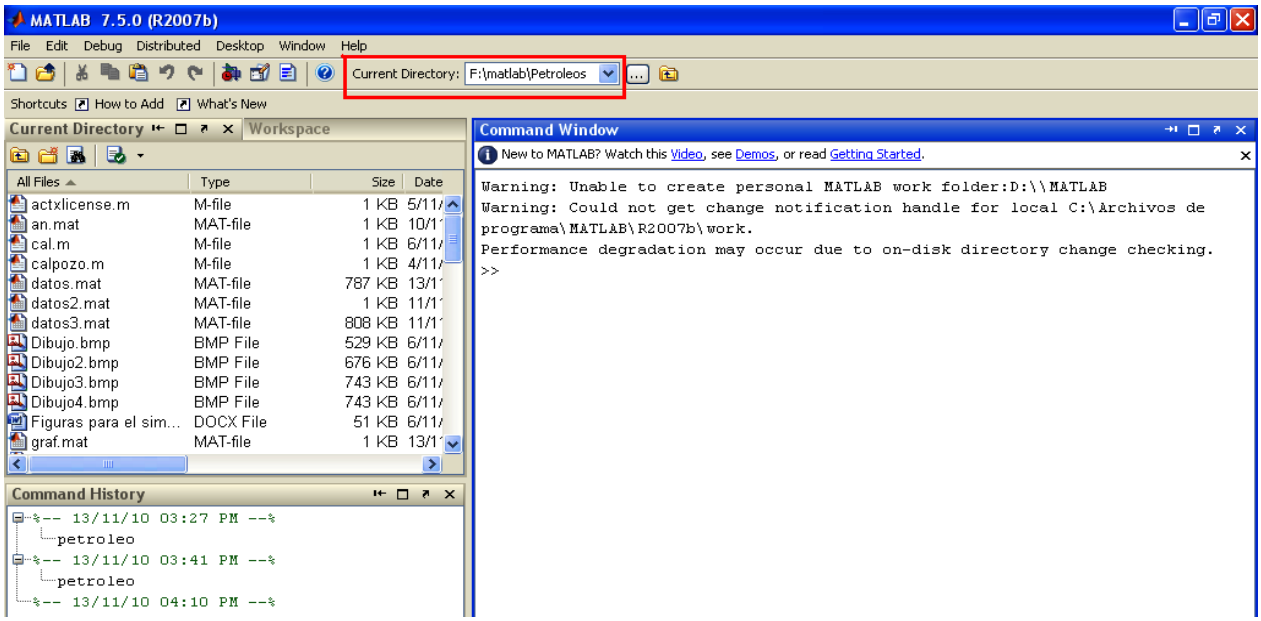
COMPONENTES	ESPECIFICACIONES
Sistema operativo	Microsoft Windows 98SE, 2000,Me o poterior ,Wndows NT versión 4.0 o Windows XP.
Procesador	Pentium,100 MHz o superior
Memoria R.A.M	256 MB
Monitor	Monitor SVGA color 256 o superior (resolución 800 × 600)
Otros	Mouse Unidad CD-ROM
****Para optimo rendimiento**	512 Memoria RAM 100 MB de espacio disco duro

PROCEDIMIENTO PARA ABRIR LA HERRAMIENTA

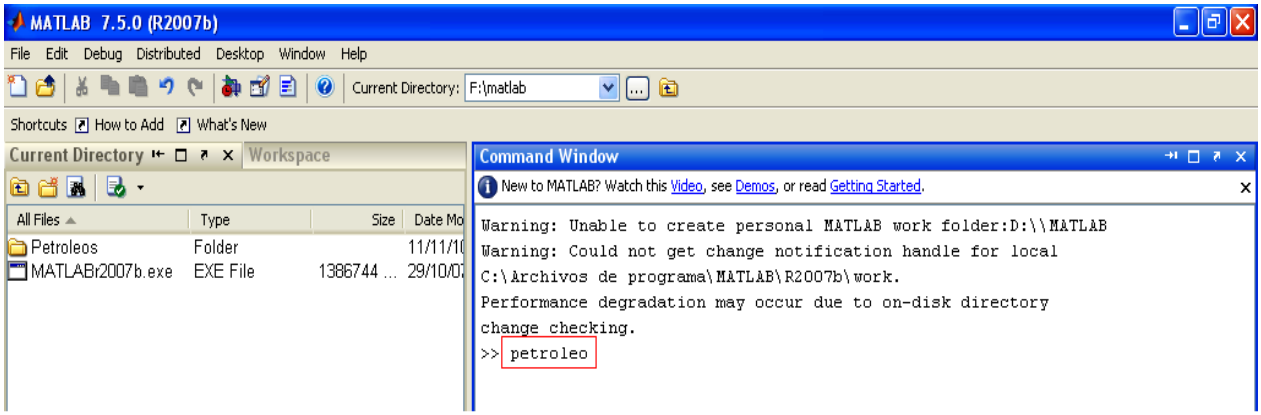
1. Se debe ejecutar el archivo de aplicación portable MATLAB (R2007b).



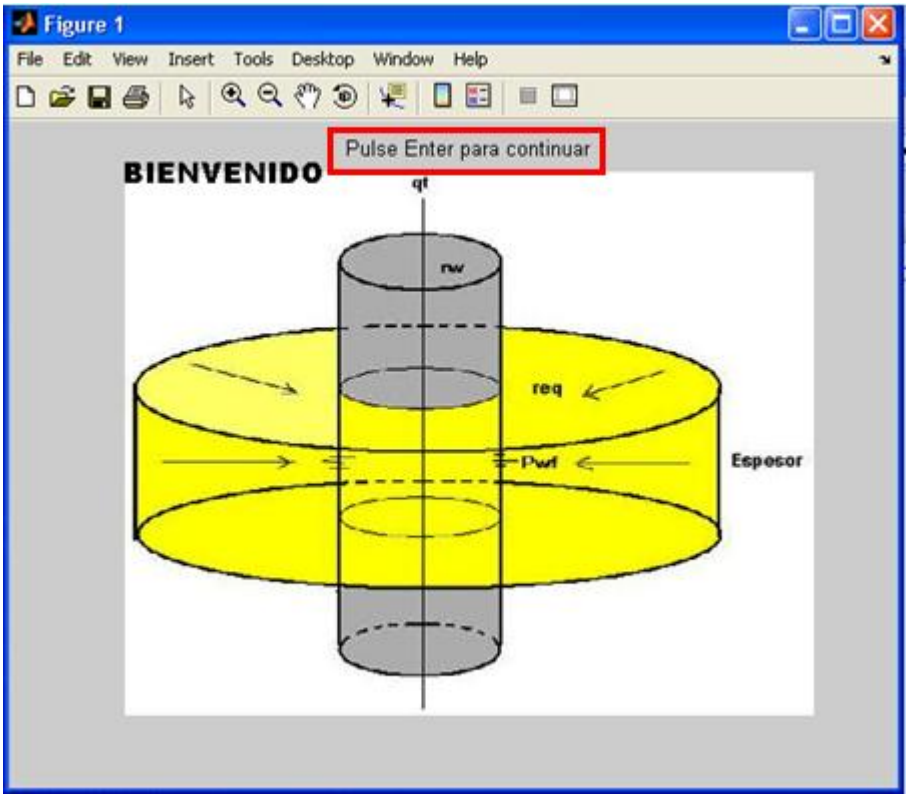
2. Se debe abrir la carpeta “petróleos” que esta en el CD llamándola desde el “Current Directory”



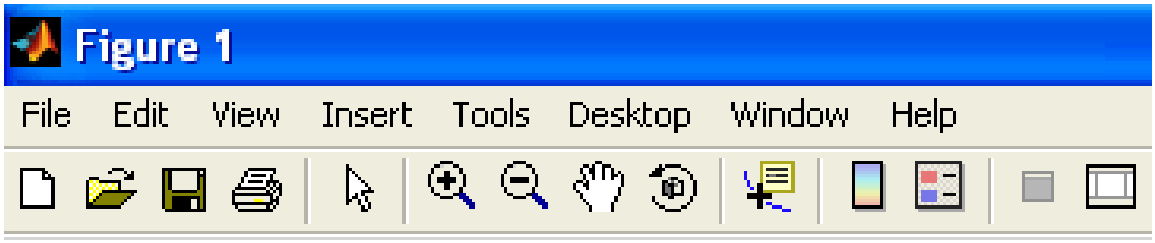
3. Desde la ventana de comando se escribe “petróleo” y luego se pulsa “enter”.
   La herramienta se ejecuta y aparece la siguiente ventana:


MATLAB 7.5.0 (R2007b)
File Edit Debug Distributed Desktop Window Help
Current Directory: F:\matlab
Shortcuts How to Add What's New
Current Directory
Workspace
All Files Type Size Date Mo
Petroleos Folder 11/11/1
MATLABr2007b.exe EXE File 1386744 ... 29/10/0
Command Window
New to MATLAB? Watch this Video, see Demos, or read Getting Started.
Warning: Unable to create personal MATLAB work folder:D:\\MATLAB
Warning: Could not get change notification handle for local
C:\Archivos de programa\MATLAB\R2007b\work.
Performance degradation may occur due to on-disk directory
change checking.
>> petroleo

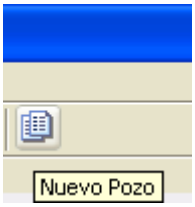
4. Se debe pulsar Enter nuevamente



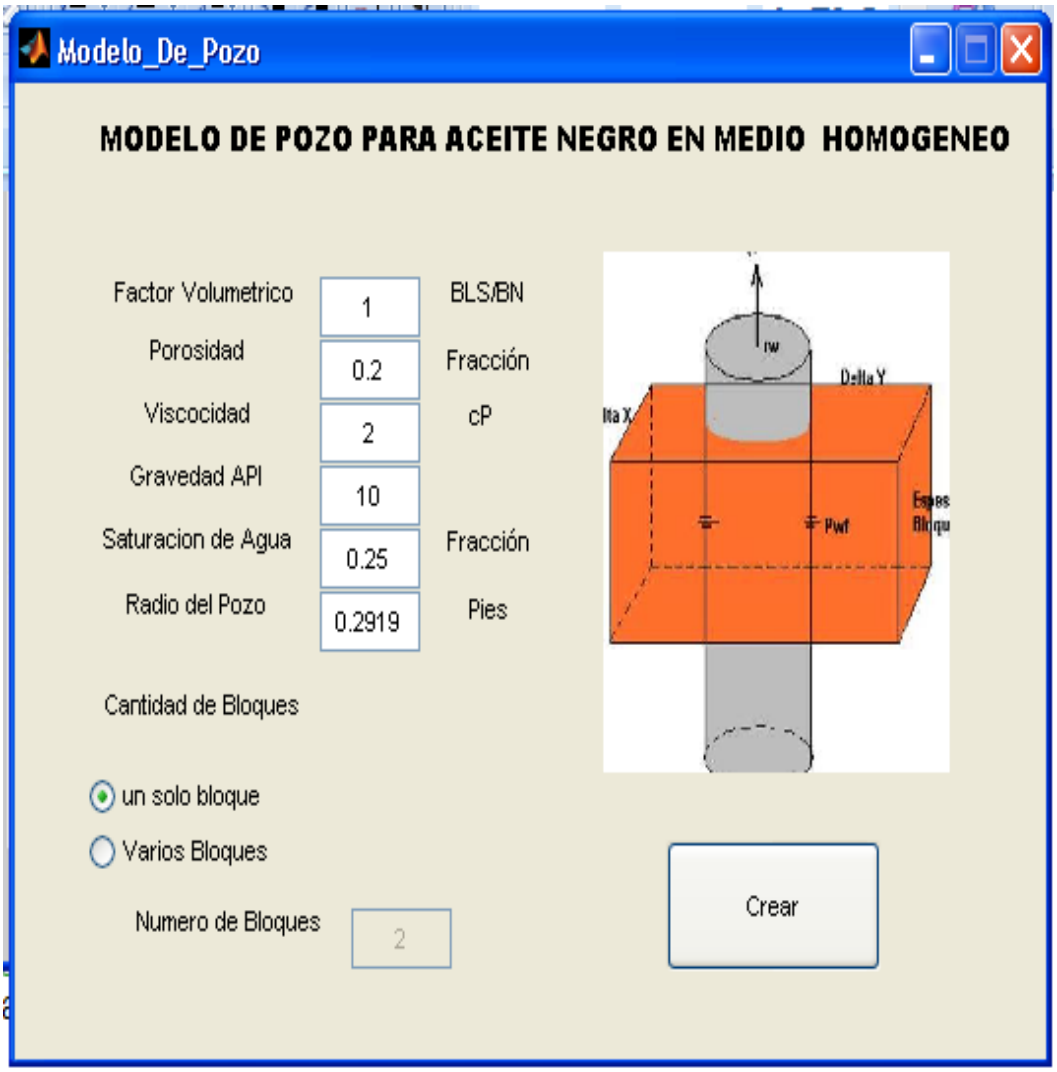
a. La herramienta al ser ejecutada en Matlab, permite hacer uso de las barras que presenta este programa como la barra de menú y de herramientas con los iconos de las opciones más empleadas.



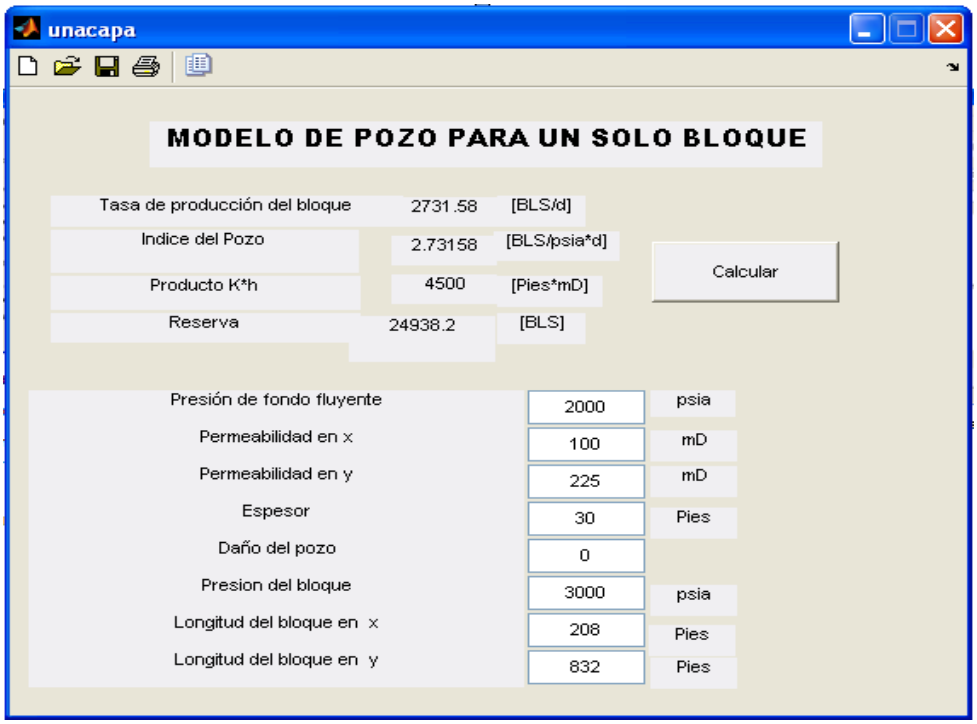
b. En las diferentes ventanas presentadas con la herramienta esta presente la opción de reiniciar nuevamente el calculo pulsando únicamente la el icono de nuevo pozo



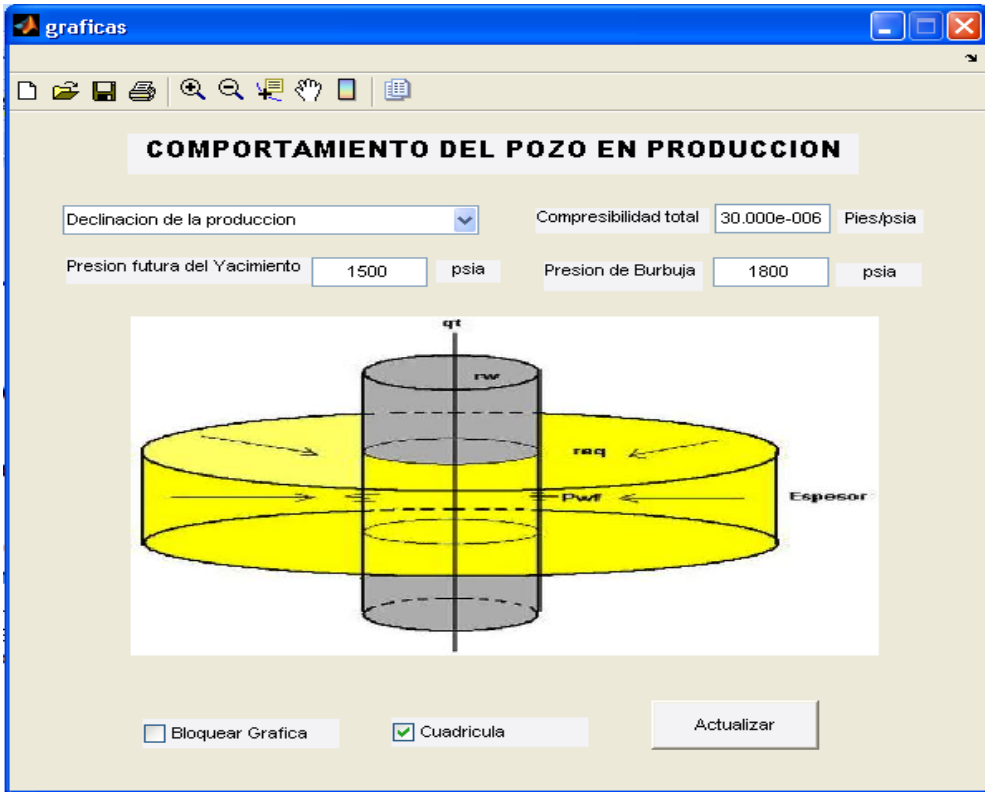
5. Y aparece la ventana de creación del modelo. Allí se escoge si el modelo es monobloque o multibloque en las opciones situadas en la parte inferior izquierda y se escriben los valores solicitados por el modelo. Luego de pulsa “crear”.



6. Si se ha seleccionado la opción “Un solo bloque “la pantalla de presentación le solicita al usuario digitar nuevos valores de entrada para completar el modelo. Al pulsar la tecla “calcular” se muestran algunos resultados en la misma ventana.

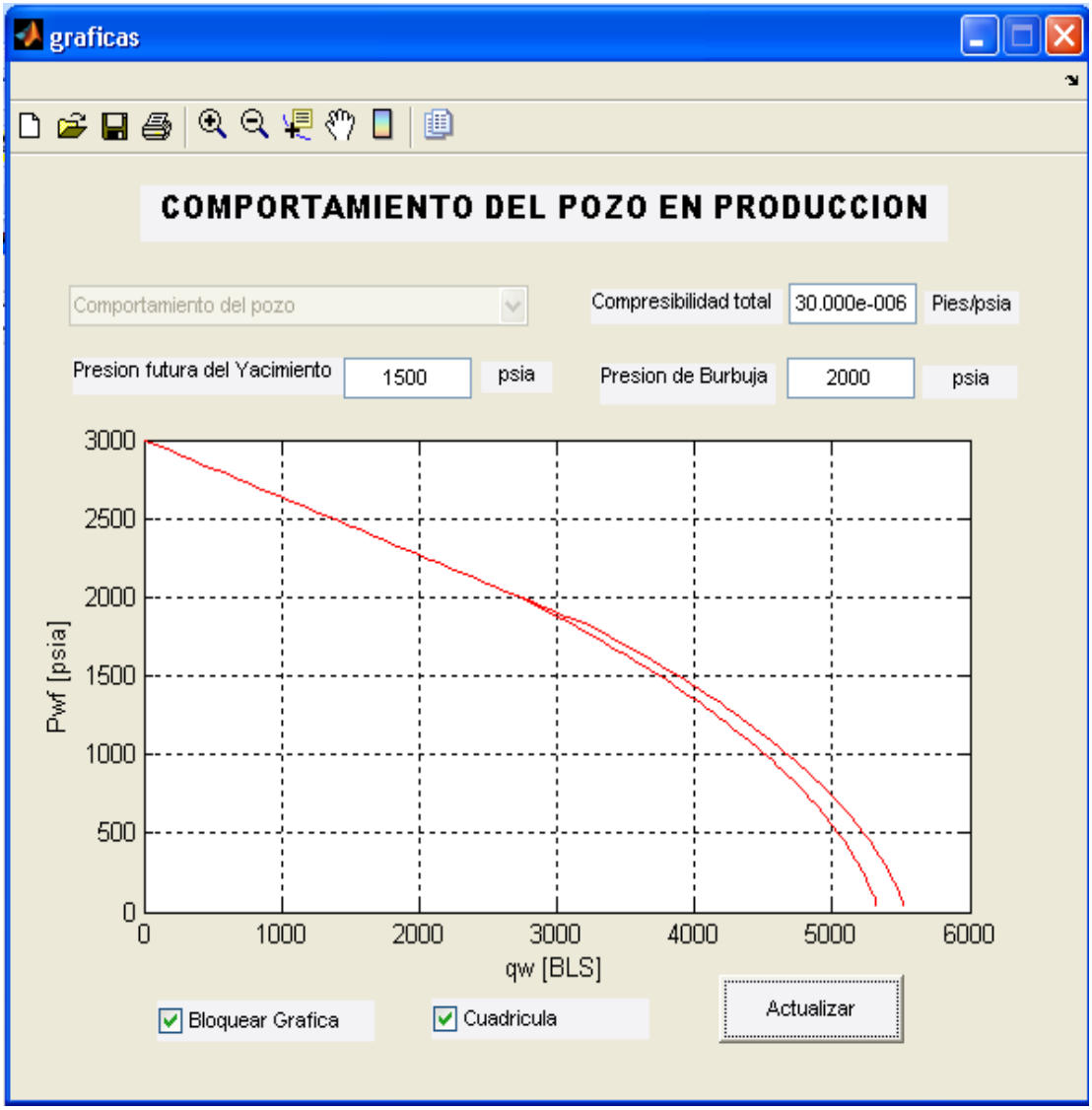


7. Aquí se muestra una nueva ventana inicial desde que se crea el modelo:

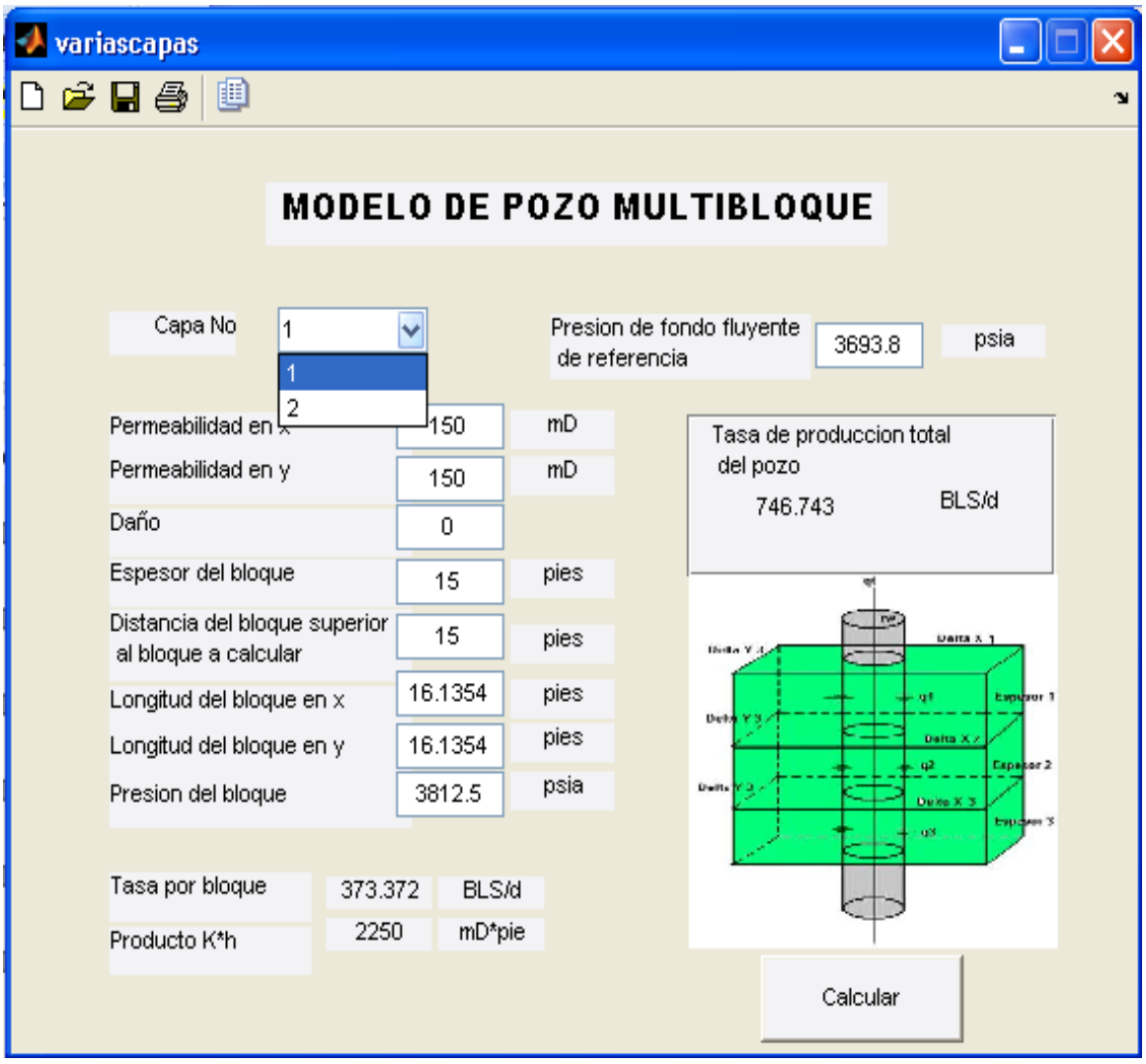


8. La ventana tiene una pestaña desplegable la cual muestra todas las graficas arrojadas por el modelo de pozo.

10 La tecla de “actualizar” se utiliza para cada cambio que se escriba en los datos y muestre una nueva grafica.

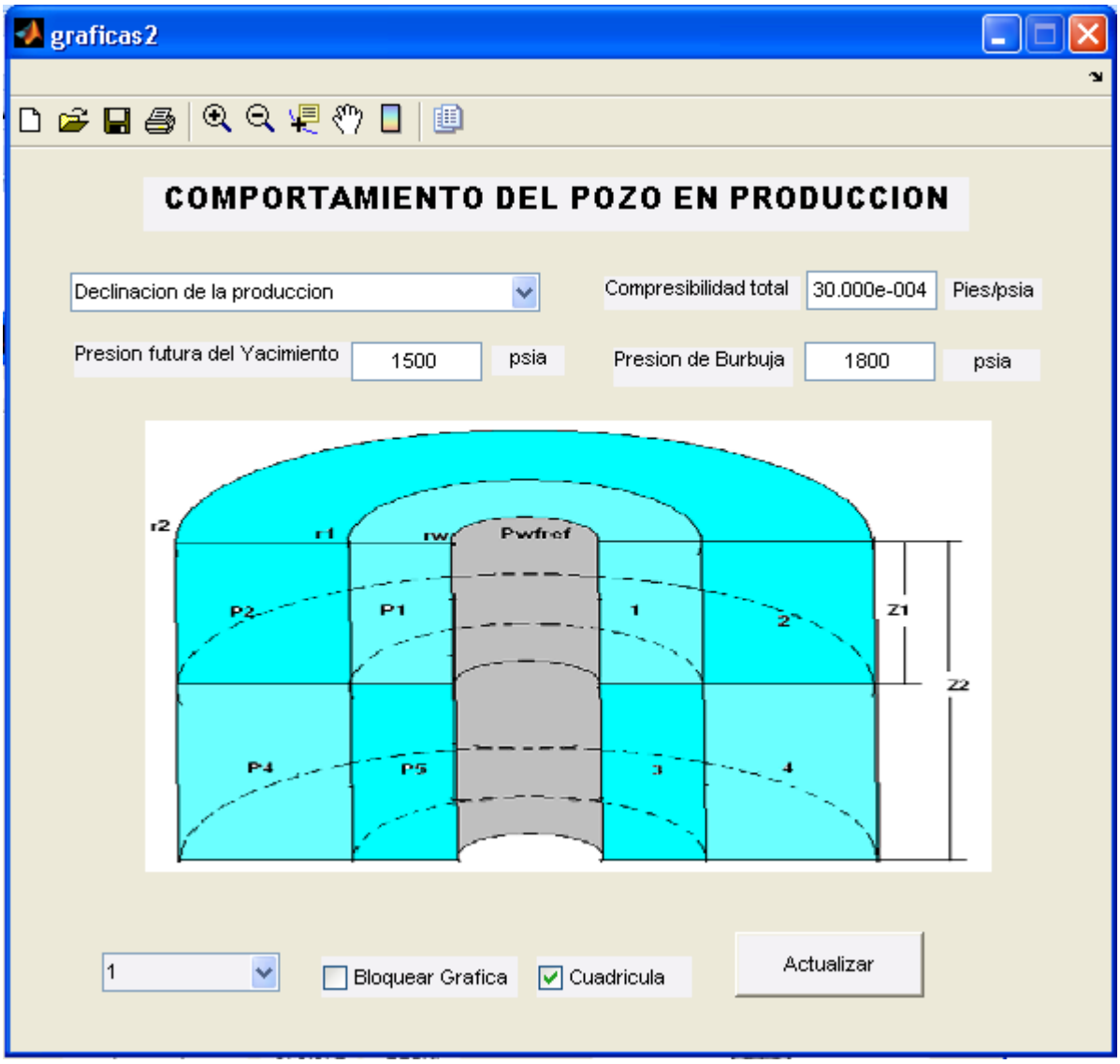


11. Al seleccionar “bloquear grafica” el modelo no le quita la grafica anterior y sobre gráfica otra nueva grafica como se muestra en la figura anterior.

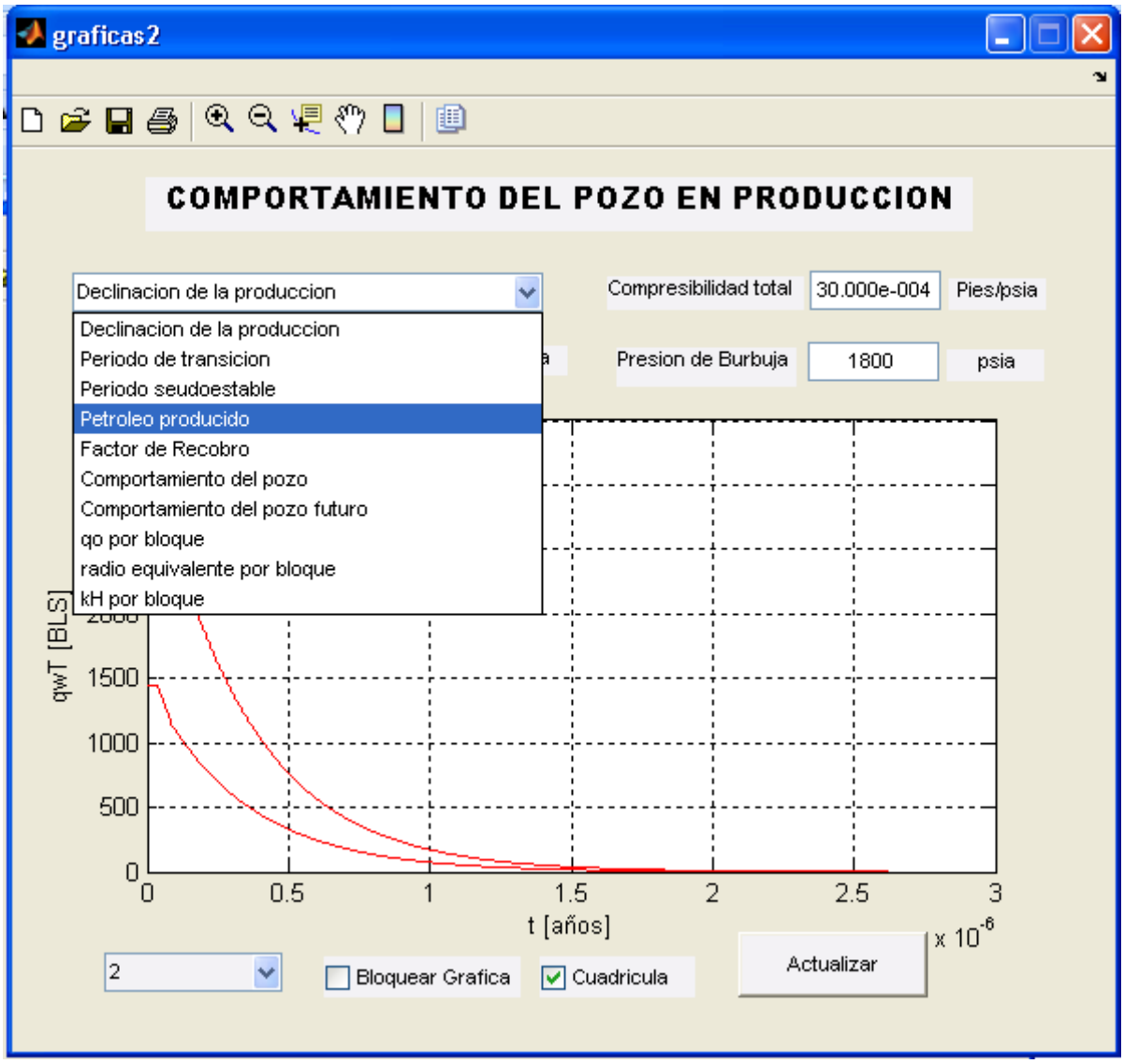


12. La ventana para multibloque tiene una pestaña desplegable para escribir los datos de entrada pertenecientes a cada bloque. Al pulsar la tecla calcular se muestran los resultados obtenidos en la misma ventana.

13. La ventana de graficas para multibloque se muestra a continuación y tiene la misma funcionalidad que la ventana de graficas para un solo bloque.



14. Esta ventana tiene la opción de escoger los resultados por bloque, los cuales se seleccionan en la pestaña inferior de la ventana.



15. Al bloquear la grafica se pueden mostrar los resultados obtenidos para los diferentes bloques seleccionados.

MANUAL TEORICO DEL USUARIO

La elaboración del modelo de pozo esta implementado en una herramienta de Matlab, en la cual se programa el código y posteriormente se elabora una interfaz, la cual presenta imágenes alusivas al modelo de pozo a crear por cada ventana mostrada.

Inicialmente el código está dirigido a la creación del modelo de pozo propuesto, para un solo bloque o multibloque, donde se toma la lectura de datos generales del pozo, la cara del pozo y propiedades del fluido. Los datos generales con sus respectivas unidades manejadas por el programa son:

- El factor volumétrico en barriles de yacimiento por barriles estándar
  B_o (BLS/STB)

- Viscosidad del fluido en centipoices
  μ_o (cp)

- El radio del pozo en pies

  r_w (Pies)

- La presión de fondo fluyente en libras por pie cubico absoluto
  P_{wf} (Psia)

- Gravedad API en grados API
  API

- Saturación de agua en fracción

  S_w (fracción)

- Porosidad en fracción.

  Φ (fracción)

- Presión de burbuja en libras por pie cubico absoluto

  P_b (Psia)

La interfaz muestra la simbología y unidades que se deben colocar por cada dato introducido.

Para la creación del modelo, el programa pide el número de bloques a construir para iniciar la lectura de los datos característicos de cada bloque, los cuales se muestran a continuación.

- Permeabilidades para “x” y para “y” en milidarcys

  Kx (mD)
  Ky (mD)

- El espesor del bloque en pies

  h (pies)

- La presión del bloque en libras por pie cubico absoluto

  Pi (psia)

- El daño del pozo
- Las dimensiones del bloque en pies

Δx (pies)

Δy (pies)

Posteriormente se inicia un lectura vectorial para el cálculo por bloque de:

- La permeabilidad horizontal "**kH (mD)"**

$$k_H = \sqrt{k_x k_y}$$

- La capacidad productora de la formación, el producto **k*h "(md-pie)"**

$$k * h = k_H . h$$

- El radio equivalente, en pies "**req (pies)"**

$$r_{eq} = \frac{0.28\left[\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{2}} \Delta x^2 + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{2}} \Delta y^2\right]^{\frac{1}{2}}}{\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{4}} + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{4}}}$$

- La tasa de producción en barriles por día **qo (BLS/d)**

$$q_o = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H * h}{B_o * \mu_0 * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]} * (p_i - p_{wf})$$

- El índice de productividad en barriles día por libras pie cubico absoluto "**IP (BLS/d*psia)"**

$$IP = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H * h}{B_o * \mu_o * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]}$$

- El volumen de la reserva en barriles "**N (BLS)"**

$$N = \frac{[\pi * ({r_{eq}}^2 - {r_w}^2) h * \varphi * (1 - S_w)]}{5.6146 * Bo}$$

Para cuando se presenta mas de un bloque se calcula la densidad específica del fluido en libras por pie cubico "**GE (lb/pie^3)"**

$$GE = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

Y calcular el respectivo gradiente de presión en pies por libra pie cubico absoluto "**γ (psia/pie)**

$$\gamma = 0.433527 * GE$$

Donde la tasa de producción y el índice de productividad introducen estos nuevos términos.

$$q_{oi} = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H i * hi}{B_o * \mu_o * \left[\ln\left(\frac{r_{eqi}}{r_w}\right) + s_i\right]} * \left[p_i - p_{wref} - \gamma * (Z_i)\right]$$

$$IP_i = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_{Hi} * h_i}{B_o * \mu_o * \left[\ln\left(\frac{r_{eqi}}{r_w}\right) + Si\right]}$$

Zi es la distancia entre la superficie del bloque superior y el centro del bloque a calcular, dada en unidades de pies.

El subíndice (**i**) indica el número de bloque.

La tasa total del pozo para multibloque es la sumatoria de las tasas calculadas por bloque.

$$q_{oT} = \sum_{i=1}^{n} q_{oi}$$

Al igual para el total de la reserva se suman los volúmenes calculados por cada bloque.

$$N_i = \frac{[\pi * (reqi^2 - rw^2) h_i * \theta * (1 - S_{wi})]}{5.6146 * Bo}$$

$$N = \sum_{i=1}^{n} N_i$$

El subíndice (i) indica el número de bloque.

Hasta este momento se ha creado el modelo requerido por el usuario, posteriormente se inicia la segunda parte del programa donde se establecen las graficas en función del tiempo, como lo son la tasa de producción total, el asa de producción en transición, la tasa de producción en pseudoestable, el petróleo producido y el factor de recobro.

Para dichos cálculos el programa le solicita al usuario un valor de compresibilidad el cual esta dado en pies por libra pie cubico absoluto "**Cti (pie/psia)"**

Se inicia calculando el tiempo adimensional de estado pseudoestacionario t_{Dpss}

.

$$t_{Dpss} = 0.1 * \pi * \left(\frac{r_{eq}}{r_{wa}}\right)^2$$

Para el caso de multibloque el programa calcula un radio de pozo promedio para poderlo evaluar en la ecuación.

Para ello es necesario calcular el radio de pozo aparente en pies **"r_{wa} [pies]"**

$$r_{wa} = r_w * e^{-S}$$

Donde "S" es el daño del pozo

Para el caso de multibloque el programa calcula un radio de pozo promedio para poderlo evaluar en la ecuación.

Calculado el radio aparente de pozo se procede a calcular el tiempo pseudoestacionario el cual esta dado en años "**t_{pss} (años)"**

$$t_{pss} = \frac{t_{Dpss} * \varphi * \mu_o * c_{ti} * {r_{wa}}^2}{2.31264 * (k_H)}$$

Para el caso de multibloque el parámetro de la permeabilidad horizontal es promediado.

Luego se hace una comparación entre el tiempo pseudoestacionario y los tiempos leídos, los cuales el programa calcula al dividir el tiempo pseudoestacionario en 100 tiempos. Durante la transición cada tiempo es evaluado por la ecuación para tiempo adimensional. **"t_{Dpss} [adimensional]"**

$$t_{Di} = \frac{2.31264 * (k_H)}{\varphi * \mu_o * c_{ti} * {r_{wa}}^2} * t_i$$

Este tiempo adimensional es evaluado en la siguiente ecuación como aproximación a la curva tipo:

$$q_{Di} = 0.15366 * e^{-116.44e-6*t_{Di}}$$

Esta es la tasa de producción adimensional "**q_{Di} [adimensional]**"

El subíndice (i) indica el tiempo mediante el cual se hace el barrido vectorial por el programa.

La siguiente ecuación es usada para determinar la tasa de producción del bloque en barriles por dia. **"q_o (BLS/d)"**

$$q_{oi} = \frac{k_H * h * (p_i - p_{wf})}{141.2 * \mu_o * B_o} * q_{Di}$$

En multibloque se calcula una tasa por cada bloque, por tanto, el programa hace un barrido matricial con respecto a los bloques y a los tiempos. De esta forma la aplicación podrá determinar el aporte de cada bloque y por tiempo. Se debe tener en cuenta el gradiente de presión.

$$q_{oi} = \frac{k_H * h * (p_i - p_{wf} - \gamma * (Z_i))}{141.2 * \mu_o * B_o} * q_{Di}$$

La sumatoria de tasas por bloque proporciona la tasa total a un tiempo dado.

El petróleo producido es calculado como el área bajo la curva de la tasa de producción y esta dado en barriles. **"N_p (BLS)"**

El factor de recobro de determina como el petróleo producido sobre el total de la reserva el cual se muestra en unidades de fracción. "**FR (fracción)"**

Para la declinación pseudoestacionaria se calculan de igual modo los tiempos adimensionales. Posteriormente se calcula las variables "A" y "B" para determinar la tasa adimensional con las siguientes ecuaciones.

$$A = \frac{1}{ln\left(\frac{r_{eq}}{r_{wa}}\right) - 0.5}$$

$$B = \frac{2 * A}{\left(\frac{r_{eq}}{r_{wa}}\right)^2 - 1}$$

$$q_{Di} = A * e^{-Bt_{Di}}$$

Y se utiliza la misma fórmula de tasa de producción anteriormente descrita

$$q_{oi} = \frac{k_h * h * (p_i - p_{wf})}{141.2 * \mu_o * B_o} * q_{Di}$$

Y para multibloque

$$q_{oi} = \frac{k_H * h * (p_i - p_{wf} - \gamma * (Z_i))}{141.2 * \mu_o * B_o} * q_{Di}$$

Realizando igualmente el barrido por tiempos y por bloque para calcular el aporte de cada uno.

El procedimiento para calcular el petróleo acumulado y el factor de recobro es el mismo que para el periodo de transición.

El barrido de tiempos termina cuando la tasa es menor a 1 barril por día, y los intervalos de tiempo son los mismos que los de transición.

La tercera parte del programa determina el comportamiento del pozo, teniendo en cuenta la presión de burbuja ya leída desde el inicio del programa.

Aquí se hace un barrido con la presión de fondo fluyente que es calculada por el programa dividiendo en intervalos cien el valor de la presión inicial. Para el caso de multibloque se calcula una presión inicial promedio.

En la toma de lectura de presión de fondo se hace una comparación con respecto a la presión de burbuja.

Si la presión de fondo es superior la tasa es calculada asi:

$$q_{oi} = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H * h}{B_o * \mu_o * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]} * (p_i - p_{wfi})$$

Para el caso de multibloque

$$q_{oi} = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H * h}{B_o * \mu_o * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]} * (p_i - p_{wfref})$$

Cuando la presión de fondo es menor a la presión de burbuja, se calcula la tasa en el punto de burbuja

$$q_{ob} = \frac{0.001127 * 2 * \pi * k_H * h}{B_o * \mu_o * \left[\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s\right]} * (p_i - p_b)$$

La tasa máxima que aportaría el pozo

$$q_{max} = \frac{q_{ob}}{1 - 0.2\left(\frac{p_b}{p_i}\right) - 0.8\left(\frac{p_b}{p_i}\right)^2}$$

Y continuando con la lectura de datos de calcula la tasa da producción de la siguiente forma:

$$q_{wi} = \left[1 - 0.2\left(\frac{p_{wfi}}{p_i}\right) - 0.8\left(\frac{p_{wfi}}{p_i}\right)^2\right] * q_{max}$$

De esta forma se puede obtener el comportamiento del pozo, de tasa contra presión de fondo fluyente.

En esta misma etapa del programa se procede a calcular el comportamiento futuro del pozo, donde el programa solicita la presión futura del yacimiento en en libras por pie cubico absoluto. **"P_{i2} [psia]"**

Con este nuevo dato suministrado por el usuario se procede a calcular el nuevo comportamiento de pozo futuro determinando una nueva tasa máxima dos. "**q_{max2} (BLS/d)"**

$$q_{max2} = \left(\frac{P_{i2}}{P_i}\right)^3 * q_{max}$$

Con estos nuevos datos calculados se elabora la curva de comportamiento de pozo futuro.

$$q_{oi} = \left[1 - 0.2\left(\frac{p_{wfi}}{p_{i2}}\right) - 0.8\left(\frac{p_{wfi}}{p_{i2}}\right)^2\right] * q_{max2}$$

Aquí finaliza el programa de modelo de pozo implementado.

Se debe tener en cuenta que esta herramienta elaborada en Matlab proporciona datos mas confiables para aceite negro, ya que fue el objeto de estudio para la tesis.

Además de la secuencia del código la herramienta utilizada en Matlab proporciona al usuario nuevas funciones como el de bloqueo de graficas y sensibilización de parámetros para la comparación y análisis. En el caso de multibloque se muestran graficas en forma de barras facilitando la lectura de resultados.

ETAPAS DEL MODELO DE POZO ELABORADO EN LA APLICACIÓN DE MATLAB.